

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**



**Proyecto Fin de Carrera**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA  
PLANTA DE COGENERACIÓN EN UN HOSPITAL  
DE MADRID**

**Titulación: Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad  
Departamento de Ingeniería Eléctrica**

**Autor: Rafael Isaac Torrente Giménez**

**Tutor: Esteban Patricio Domínguez González-Seco**

**JULIO 2014**

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”. **Albert Einstein** (1879-1955)

### *Agradecimientos:*

Muchas cosas han pasado durante estos años de universidad que nos han hecho crecer como personas, que nos han transformado al buscar un mundo que podemos mejorar y que nos necesita para arreglarlo en algunos aspectos, ya que están en nuestra mano. Todos hemos formado parte de un mismo proyecto.

De igual manera también formáis parte de este proyecto que tenéis delante.

Cada uno sabéis lo que significa para mí que forméis parte de mi camino. Mis padres, que con perseverancia y cariño siempre habéis estado a mi lado para ayudarme con grandes detalles día a día (siempre os quiero); mis hermanas y cuñados Mayte, Amalia, Anders y Bladi, sois extraordinarios y siempre habéis sacado lo mejor de mí, os debo mucha experiencia y buen heavy metal. Todos mis amigos por hacerme más feliz la vida (Miguel, Rodrigo, Maica, Andrés, Víctor, Alberto, Isi, Juanba, Pascu, Gerar, Cerrón, Borja, Chuso, Germán, David, Crespillo, Ana L, Fran y muchos otros que se me queden en el tintero). Sabed que sin vosotros este proyecto no sería una realidad, no por saber de cogeneración, sino por haber creído en mí y haberme dado impulso cada vez que habéis tenido ocasión.

Al fantástico equipo del área de ingeniería y mantenimiento del Hospital Universitario de Fuenlabrada, especialmente Ana y Rafa, por brindarme la oportunidad de aprender de ellos, dedicarme su tiempo con tanta amabilidad y dejarme realizar el proyecto sobre su centro. Os deseo lo mejor.

A Pedro R. Aumente por su amabilidad y prestarse a ayudarme compartiendo su saber con gran disposición.

Por supuesto, a Esteban Domínguez por ser mi tutor y darme su confianza y su ayuda todo este tiempo. También a Consuelo Gómez por su colaboración en la recta final.

Nunca dejaré de estaros agradecido por compartir vuestra vida conmigo en este tiempo. De mí sale devolveros una parte y quiero dejar constancia de ello con la finalización de este proyecto.

## Resumen

Este proyecto de cogeneración surge ante la necesidad de ahorro energético y económico que se está buscando en el panorama actual de crisis y de optimización de los recursos energéticos y de dar cumplimiento al requerimiento de alta eficiencia en aplicaciones para el sector terciario. Ante el cada vez más creciente coste de la electricidad y de los combustibles en general, se hace necesario realizar estudios de viabilidad sobre actividades con grandes demandas eléctricas y térmicas que sean potencialmente objeto de poder realizar una reducción de los consumos que haga más favorable la hoja de resultados de su negocio. La cogeneración cuenta con rendimientos del 80-90% frente al 40-55% de otras plantas más tradicionales, lo que la convierte en una eficaz herramienta y con el desarrollo suficiente para ayudar a cumplir las Directivas Europeas (desde la Directiva 2004/8/CE) sobre eficiencia y reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Tradicionalmente más implantada en el sector industrial (en el que aún queda un 48% de potencial), dentro del sector terciario existe un potencial elevado del 97,3% en el caso del terciario (actividades residenciales, edificios y comerciales - más de 6.000 MWe), todavía en el que la cogeneración de alta eficiencia puede implantarse.

En el ámbito público, se está viendo cómo afectan los recortes por parte del gobierno a los balances presupuestarios y que afectan al servicio que pueden recibir los pacientes, por lo que dentro del conjunto de partidas presupuestarias que gestiona el hospital, el ahorro sustancial en alguna de sus áreas beneficiará al resto de departamentos para obtener más recursos, desde farmacéuticos hasta evitar recortes en los salarios de personal.

Respecto a las tecnologías de cogeneración, existen diversas fuentes generadoras. Las más implantadas son turbinas de gas y motores alternativos de combustión interna (sobre todo alimentados con gas natural por sus buenas prestaciones y bajas emisiones), pero también se usan turbinas de vapor, ciclos combinados, pilas de combustible, etc.

El objetivo de este proyecto es diseñar una planta de cogeneración o trigeneración para un hospital de 450 camas (que utiliza energías renovables) y que cumpla con la normativa del Real Decreto RD 661/2004, pero dentro del marco actual de la moratoria al de Régimen Especial con el Real Decreto Ley RDL 1/2012 y los cambios posteriores que incluyen la Ley del Sector Eléctrico de 2013. Las trabas legislativas y otras barreras han frenado aún más el avance del sector.

A partir de los datos de partida de altas demandas de calor, un total de 5.971.589 kWh, y de electricidad, total de 13.981.235 kWh, se analiza la producción de un motor térmico a nivel mensual y horario para cubrirlas. El caso de trigeneración convertirá los consumos eléctricos de los compresores de las enfriadoras en necesidades térmicas para refrigeración a través de una máquina de absorción.

Se expone la descripción de la instalación en la que se hace referencia a los elementos que forman parte de la misma y las características técnicas que los definen. Se profundiza acerca de los detalles sobre turbinas de gas y motores de gas que justifiquen la elección de uno u otro. También se incluyen los cálculos de recuperación térmica del motor, tanto para ACS como para calefacción.

Más adelante, el análisis técnico consiste en analizar la viabilidad técnica que cumpla con el rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo del 55% mediante trigeneración y con cogeneración (en este caso, se dan dos casos para llegar a ver cuál es el más adecuado).

El diseño adoptado finalmente ha sido una planta de cogeneración con un motor alternativo de 1.189 kW<sub>e</sub> y una recuperación térmica de 1.201 kW<sub>t</sub> que consume gas natural con un rendimiento total del motor del 86,3%. Éste dará suministro al hospital en base a su demanda térmica cubriéndola mayoritariamente (más del 90%) y siendo el resto cubierto con las calderas de gas de las que ya se disponía. Asimismo se cubre casi un 30% de la electricidad demandada mientras que el resto se adquiere de red. La demanda media de potencia térmica es 685 kW<sub>t</sub> con puntas de consumo de hasta 2.310 kW<sub>t</sub> y la demanda media de potencia eléctrica es de 1.566 kW con puntas de hasta 2.200 kW.

En la última parte, se traslada el análisis técnico al estudio económico para evaluar cuál de los casos expuestos es el más viable desde el punto de vista de la inversión, dada a 10 años, y que determina que el periodo de retorno y los *cash-flows* sean aceptables, según el resultado que se obtenga también para el VAN y el TIR con una rentabilidad habitual.

La inversión inicial asciende a 1.111.480 €, que se recupera en un plazo de unos 5 años y los resultados obtenidos han sido un VAN de 581.760 € y un TIR (VAN=0) = 16,1 %, por lo que se concluye que la planta de cogeneración es un sistema de alta eficiencia que sirve de alternativa real para el suministro energético en el complejo hospitalario y se puede afirmar la viabilidad del proyecto de cogeneración con una buena rentabilidad y retorno correctos.

Finalmente, se comentan las líneas futuras que desarrollarían este proyecto a otra fase más avanzada al ser considerado un trabajo que caracteriza un sistema en fase previa, pudiéndose ampliar con estudios más exhaustivos que complementen otros aspectos que no son tratados por extensión y alcance del presente documento.

## Contenido

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
1.1 Contexto temático .....	12
1.2 Motivación del proyecto .....	14
1.3 Objetivos del proyecto .....	15
<b>2. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>17</b>
2.1 <i>Ámbito de la cogeneración</i> .....	17
2.1.1 <i>Generalidades de cogeneración</i> .....	17
2.1.1.1 Evolución a Trigeneración .....	19
2.1.2 <i>Refrigeración por absorción</i> .....	21
2.1.2.1 Generalidades sobre las máquinas de absorción .....	21
2.1.2.1 Proceso de funcionamiento .....	22
2.1.3 <i>Tipos de ciclos</i> .....	24
2.1.3.1 Cogeneración con turbina de gas .....	24
2.1.3.2 Cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado .....	25
2.1.3.3 Cogeneración con turbina de vapor.....	26
2.1.3.4 Cogeneración con motor alternativo .....	27
2.1.3.5 Cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado.....	28
2.1.4 <i>Ventajas de la cogeneración</i> .....	28
2.1.5 <i>Estado del arte de la cogeneración</i> .....	29
2.1.5.1 Estado del arte de Biomasa .....	30
2.1.5.2 Estado del arte de Motores .....	31
2.1.5.3 Estado del arte de Turbinas de Gas .....	32
2.1.5.4 Tecnologías en investigación: Cogeneración sin partes móviles .....	34
2.1.6 <i>Aplicaciones de la cogeneración</i> .....	35
2.1.7 <i>Opciones alternativas en cogeneración</i> .....	35
2.1.7.1 Microcogeneración.....	36
2.1.7.2 Motores Stirling.....	38
2.1.7.3 Pilas de combustible.....	39
2.2 <i>Análisis del sector</i> .....	39
2.2.1 <i>Análisis de los entornos del sector</i> .....	39
2.2.1.1 Entorno económico .....	39
2.2.1.2 Entorno político.....	42
2.2.1.3 Entorno medioambiental .....	43
2.2.1.4 Entorno social.....	47
2.2.1.5 Entorno hospitalario .....	48
2.2.2 <i>Potencial y barreras al desarrollo de la cogeneración</i> .....	49

2.2.2.1	Barreras administrativas .....	50
2.2.2.2	Barreras económicas .....	51
2.2.2.3	Barreras financieras .....	53
2.2.2.4	Estancamiento por incertidumbre legislativa .....	53
2.2.3	<i>Cogeneración en España</i> .....	54
2.2.4	<i>Cogeneración en Europa</i> .....	62
2.3	Marco Normativo .....	63
<b>3.</b>	<b>DATOS DEL HOSPITAL .....</b>	<b>66</b>
3.1	Información relativa al hospital .....	66
3.1.1	<i>Descripción del edificio</i> .....	66
3.1.2	<i>Producción de ACS con placas solares</i> .....	69
3.1.3	<i>Datos de partida</i> .....	70
3.1.3.1	Datos de demanda eléctrica .....	71
3.1.3.2	Datos de demanda térmica .....	73
3.1.3.2.1	Consumos de gas .....	75
3.1.3.2.2	Aporte de producción de placas solares .....	77
3.1.3.2.3	Conclusión final de las alternativas .....	79
<b>4.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>80</b>
4.1	Elección de la tecnología .....	80
4.1.1	<i>Determinación de la fuente de energía primaria</i> .....	80
4.1.2	<i>Diferencias técnicas y características generales entre motores y turbinas</i> .....	81
4.1.2.1	Características principales de los motores de gas .....	83
4.1.2.2	Características principales de las turbinas de gas .....	85
4.1.3	<i>Solución final adoptada</i> .....	86
4.2	Planos .....	87
4.2.1	<i>Plano del hospital</i> .....	87
4.2.2	<i>Plano planta de instalaciones del hospital</i> .....	88
4.3	Esquema de funcionamiento .....	88
4.4	Sistema eléctrico .....	90
4.4.1	<i>Regímenes de funcionamiento</i> .....	90
4.4.2	<i>Esquema unifilar de la instalación eléctrica del generador a red</i> .....	93
4.4.3	<i>Variadores de frecuencia y grado de carga</i> .....	94

4.5	Proceso termodinámico .....	95
4.5.1	<i>Fuentes de energía térmica</i> .....	95
4.5.1.1	Circuito de agua caliente .....	96
4.5.1.2	Consumos térmicos .....	96
4.5.2	<i>Sistemas de control</i> .....	96
4.5.3	<i>Prevención y seguridad</i> .....	97
4.5.4	<i>Mantenimiento</i> .....	98
4.6	Elementos de la instalación .....	101
4.6.1	<i>Módulo de cogeneración</i> .....	101
4.6.2	<i>Caldera de recuperación de los gases de escape</i> .....	103
4.6.3	<i>Intercambiadores de calor</i> .....	103
4.6.4	<i>Acumuladores de A.C.S</i> .....	103
4.6.5	<i>Torre de refrigeración</i> .....	104
4.6.6	<i>Instalación eléctrica</i> .....	104
4.6.7	<i>Grupo de bombas</i> .....	106
4.6.8	<i>Obra civil</i> .....	106
5.	<b>CÁLCULOS</b> .....	<b>107</b>
5.1	Demandas térmicas y análisis técnico .....	108
5.1.1	<i>Caso 1: Trigeneración</i> .....	108
5.1.1.1	Rendimiento Eléctrico Equivalente.....	114
5.1.2	<i>Caso 2: Cogeneración</i> .....	116
5.1.2.1	Alternativa 1: ajuste a la demanda media anual .....	117
5.1.2.2	Alternativa 2: Motor de mayor potencia y reducción horas funcionamiento .....	121
5.2	Recuperación térmica del motor .....	124
5.2.1	<i>Caudal del circuito de camisas</i> .....	125
5.2.2	<i>Calor aprovechable de los gases de escape</i> .....	126
5.2.3	<i>Circuito de refrigeración</i> .....	127
5.3	Sistema de calefacción.....	128
5.3.1	<i>Potencia de calefacción</i> .....	129
5.3.2	<i>Circuito secundario de calefacción</i> .....	129
5.4	Acumulador de Agua Caliente Sanitaria (ACS).....	129
5.4.1	<i>Circuito primario del acumulador</i> .....	129
5.4.2	<i>Circuito secundario del acumulador</i> .....	130
5.5	Equipos auxiliares.....	130

5.5.1	<i>Potencia del Aeroenfriador</i> .....	130
5.5.2	<i>Grupo de bombas a utilizar</i> .....	131
<b>6.</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b> .....	<b>132</b>
6.1	Introducción .....	132
6.2	Parámetros de cálculo económico y financiero .....	133
6.3	Plan de inversiones y de financiación inicial.....	134
6.4	Antes de la instalación de Trigeneración.....	135
6.4.1	<i>Después de instalar trigeneración</i> .....	136
6.4.2	<i>Tabla de Flujos de Caja, VAN y TIR</i> .....	138
6.5	Antes de la instalación de Cogeneración.....	141
6.5.1	<i>Amortización del préstamo de financiación bancaria</i> .....	145
6.5.2	<i>Tabla de Flujos de Caja, VAN y TIR</i> .....	146
6.6	Presupuesto .....	148
<b>7.</b>	<b>LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS Y CONTINGENCIAS</b> .....	<b>149</b>
7.1	Líneas de trabajo futuras.....	149
7.2	Contingencias.....	150
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>152</b>
<b>9.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>154</b>
9.1	Referencias en el documento .....	154
9.2	Bibliografía .....	154
<b>10.</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>157</b>
10.1	ANEXO 1: Consumos eléctricos mes (días-tipo).....	157
10.2	ANEXO 2: Consumos eléctricos horarios (días-tipo) .....	160
10.3	ANEXO 3: Demandas térmicas trigeneración mes (días-tipo) .....	166
10.4	ANEXO 4: Demandas térmicas cogeneración mes (días-tipo) .....	170
10.5	ANEXO 5: Curvas de producción de ACS de placas solares, con gas y total	174
10.6	ANEXO 6: Ficha catálogo fabricante del módulo motor.....	179



## Listado de figuras

<i>Figura 1. Diagrama de flujo de la energía convencional.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2. Diagrama de flujo de la energía mediante cogeneración.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3. Diagrama de flujo de la energía utilizando Trigeneración .....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4 Esquema simplificado de funcionamiento de unidad de absorción Br-Li.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 5. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 6. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 7. Turbina de vapor de una planta de cogeneración. ....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8. Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 9. Evolución de presiones medias efectivas y rendimientos en motores de gas.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 10. Variación del rendimiento con el tamaño de las turbinas de gas. ....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 11. Esquema de ciclo regenerativo .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 12. Diagrama de flujo de una microturbina .....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 13. Esquema de una microturbina .....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 14. Beneficios aportados por la cogeneración en España.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 15. Emisiones GEI y objetivos de España.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 16. Distribución sectorial de la energía.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 17. Potencia Instalada de cogeneración anualmente en España.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 18. Estructura de la producción del régimen especial en 2012 (%).....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 19. Balance de la cogeneración 2013.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 20. Potencial tecnológico de cogeneración (MW).....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 21. Estructura de la producción eléctrica y de calor según tipo de combustible .....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 22. Procedencia del gas importado en España en 2011.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 23. Distribución de las instalaciones según potencia instalada de cada planta.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 24. Recorrido histórico normativo.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 25. Factura eléctrica del hospital, julio 2013.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 26. Consumos eléctricos 2013.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 27. Factura de gas del hospital, julio 2013. (A) .....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 28. Factura de gas del hospital, julio 2013. (B) .....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 29. Consumo gas días-tipo del año.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 30. Aportación relativa producción placas solares .....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 31. Demandas días-tipo de ACS producidas con placas solares.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 32. Esquema funcionamiento motor alternativo. ....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 33. Esquema de turbina de gas .....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 34. Plano general de edificios del hospital.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 35. Edificio instalaciones, planta tercera para instalaciones de cogeneración .....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 36. Esquema de la planta cogeneradora.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 37. Esquemas de interconexión eléctrica.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 38. Esquema unifilar de la instalación eléctrica.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 39. Curvas par-velocidad para par constante (motor de 380 V y 50 Hz).....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 40. Resumen demandas térmicas por conceptos.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 41. Demanda térmica y media anual de trigeneración.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 42. Demanda Térmica Anual Trigeneración, año 2013.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 43. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 44. Demanda térmica y media anual de cogeneración.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 45. Demanda Térmica Anual Cogeneración, año 2013 (1) .....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 46. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad (1) .....</i>	<i>119</i>

Figura 47. Demanda Térmica Anual Cogeneración, año 2013 (2) .....	121
Figura 48. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad (2) .....	123

## Listado de tablas

Tabla 1. Sistemas de microcogeneración.....	38
Tabla 2. Emisiones de plantas de cogeneración y tradicionales, g/kWhe .....	45
Tabla 3. Ahorro de energía primaria previsto en cogeneración en 2016 y 2020.....	45
Tabla 4. Potencial en sectores terciario y residencial 2010 - 2015 - 2020 .....	49
Tabla 5. Producción comparada sobre régimen especial entre 2012 y 2013.....	58
Tabla 6. Tecnologías instaladas por las plantas de cogeneración .....	59
Tabla 7. Resumen de las liquidaciones acumuladas en el año 2013.....	61
Tabla 8. Superficie construida edificio hospital .....	67
Tabla 9. Distribución funcional por plantas en edificio instalaciones .....	67
Tabla 10. Ahorro por tipo área y de solución.....	69
Tabla 11. Producción potencia térmica y litros ACS con placas solares .....	70
Tabla 12. Proporción de consumo eléctrico de compresores .....	73
Tabla 13. Consumos eléctricos 2013 .....	73
Tabla 14. Transformación de consumo a demanda de gas 2013 .....	76
Tabla 15. Resumen días-tipo del año (kWh) .....	77
Tabla 16. Características principales de turbinas y motores .....	82
Tabla 17. Funcionamiento de los generadores.....	91
Tabla 18. Características del motor .....	101
Tabla 19. Balance energético módulo de cogeneración.....	102
Tabla 20. Características del alternador.....	102
Tabla 21. COP de enfriadoras a distintos grados de carga .....	108
Tabla 22. Transformación electricidad para frío a necesidades térmicas .....	109
Tabla 23. Desglose y total de demandas térmicas para trigeneración.....	109
Tabla 24. Producción energética de los motores en trigeneración .....	111
Tabla 25. Totales de producción de motores y de demanda en trigeneración.....	112
Tabla 26. Valores mínimos REE según combustible. Fuente: R.D. 661/2007.....	114
Tabla 27. REE en trigeneración.....	115
Tabla 28. Producción térmica y consumo de los motores en cogeneración (1) .....	117
Tabla 29. Totales de producción de motores y de demanda en cogeneración (1).....	119
Tabla 30. REE en cogeneración (1).....	120
Tabla 31. Datos del motor de ficha catálogo del fabricante.....	121
Tabla 32. Producción térmica y consumo de los motores en cogeneración (2) .....	122
Tabla 33. Totales de producción de motores y de demanda en cogeneración (2).....	122
Tabla 34. REE en cogeneración (2).....	123
Tabla 35. Inversión inicial trigeneración .....	137
Tabla 36. Términos de amortización y costes periódicos trigeneración.....	137
Tabla 37. Flujos de Caja, VAN y TIR para trigeneración .....	140
Tabla 38. Porcentaje y coste de electricidad comprada a red.....	142
Tabla 39. Diferencia de gas para ser cubierta con calderas.....	142
Tabla 40. Resumen Balance costes y ahorro energía en cogeneración.....	144
Tabla 41. Inversión inicial cogeneración .....	144
Tabla 42. Términos de amortización y costes periódicos cogeneración.....	145

<i>Tabla 43. Amortización del préstamo .....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla 44. Flujos de Caja, VAN y TIR para cogeneración .....</i>	<i>147</i>
<i>Tabla 45. Cash-Flows anuales y VAN para una tasa del 7%.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla 46. Características de la financiación .....</i>	<i>148</i>

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Contexto temático

“Tenemos la obligación moral de cambiar el futuro con lo que hacemos ahora”, **Orson Scott Card** (1951 - )

El mundo globalizado de hoy día está atravesando una coyuntura complicada motivada por crisis tan importantes como la económica y financiera, la de políticas sobre sostenibilidad energética y ecológica, la de recursos alimenticios y materias primas, las políticas de exportaciones energéticas.

En concreto, el ámbito de la producción de la energía y el modo en que se gestiona es una de las mayores preocupaciones en todos los países debido al costo cada vez mayor; al aumento de la demanda energética per cápita (fruto del avance tecnológico y del nivel de bienestar de la sociedad); o la dependencia exterior que se genera entre unos y otros, siendo motivo de conflictos diplomáticos como la actual situación generada por Rusia a países dependientes energéticamente de ella, como Ucrania en primer lugar. La energía está presente en toda acción del entorno cotidiano, desde cargar un teléfono móvil a energizar todo un complejo industrial. Sin embargo, desde el siglo pasado se arrastra el problema de los combustibles fósiles por su limitada disponibilidad y por su efecto contaminante, mientras que la producción de las energías renovables u otras más eficientes no es suficiente en la actualidad para hacer frente al problema energético de forma contundente.

En este contexto, se hace obvio que los distintos conflictos medioambientales tienen que frenarse en esta vorágine de contaminación. La actividad del hombre siempre ha ocasionado alteraciones del medio y ha modificado los hábitats naturales de flora y fauna durante toda la historia de un modo más leve, pero es a partir de la revolución industrial en el siglo XIX cuando se comienza a producir un efecto verdaderamente notable sobre el medioambiente con el uso indiscriminado de recursos naturales. El ritmo de regeneración ecológico de tales recursos y de otros elementos de la naturaleza es muy lento comparativamente con su consumo y hay que buscar soluciones que permitan la sostenibilidad ecológica.

Sin embargo, los gobiernos de todos los países, así como sus conciudadanos, son conscientes de la problemática y de que son necesarias medidas urgentes y un mayor uso de energías renovables y de mejor eficiencia para no solo frenar las alarmantes consecuencias de los problemas medioambientales, sino también para controlarlos y reducirlos. Por eso, se llevó a cabo un protocolo de las Naciones Unidas en 1997 dentro de un marco de ámbito político y económico internacional en el que los países se comprometieron con el *Protocolo de Kioto* a la consecución de un objetivo: reducir las emisiones de seis<sup>1</sup> gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Hay

---

<sup>1</sup> Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), gas metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y los gases industriales fluorados (HFC, PFC y SF<sub>6</sub>).

que tener en cuenta que tal consecución conlleva hacer un inconmensurable esfuerzo por parte de administraciones y organismos, así como a la postre las empresas emisoras. Para llegar a cumplirlo se han de valer de la creación de nuevas normativas medioambientales y políticas, así como de una inversión multimillonaria en I+D+i de nuevas tecnologías o la mejora de las ya existentes con una implementación lo más eficiente posible, lo cual abarca a la cogeneración.

No obstante, y tras encontrarnos en plena segunda década del siglo XXI, los problemas apenas se han reducido y las consecuencias del deterioro medioambiental aún no se han contrarrestado lo suficiente. En España se trabaja para cumplir el llamado *Plan 20-20-20* fijado en 2008 por la Cámara Europea (aunque el objetivo de eficiencia no es vinculante y se ha distribuido entre los distintos Estados Miembros), así como el *Plan de Acción 2008-2012 para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España* que establecía como objetivo un incremento de unos 2.500 MW de cogeneración dentro del Régimen Especial en el periodo 2008-2012 y que aún queda pendiente de lograrse completamente.

Por ello, la cogeneración es un utensilio indispensable no sólo para la consecución de los objetivos medioambientales pactados por organismos como la ONU y el IPCC<sup>2</sup> en la lucha para reducir la contaminación sino también para hacer más eficiente la utilización de los recursos naturales y energéticos, siempre escasos ante la no sostenible ambición humana en el sistema capitalista actual. Ha sido más habitual la implantación en el sector industrial y de forma más marginal en el sector terciario. Ese es el sector donde se debe incidir más promoviendo la financiación para proyectos en hospitales, hoteles, centros comerciales y otros edificios de constante consumo energético.

Centrándola en España, la situación es muy comprometida debido a aspectos como la alta dependencia energética del exterior (en torno al 80%) donde la ausencia de combustibles fósiles como el fuel y el gas natural condicionan el progreso de la actividad en los sectores secundario y terciario, ya que cubren más del 50% de la cobertura de la demanda (incluyendo el carbón). Por esa falta de recursos, hemos visto cómo las energías renovables y otras de régimen especial como la cogeneración han pasado a asumir un papel protagonista en el conjunto de la producción nacional energética. Consecuentemente, para su promoción precisaron cobrar una prima económica especial por generación en la última década (anteriormente al RDL 1/2012). Debido a la moratoria de dicha ley al régimen especial, han pasado a no cobrar ningún tipo de retribuciones ni ayudas, ni tan siquiera los complementos de eficiencia. Todo ello ha sido auspiciado por el desequilibrio de una gestión política que no termina de proporcionar una regulación favorable ni estable (que se suponía transitoria) y ha hecho tambalearse a los sectores del régimen especial y al sistema eléctrico español en general.

Por otro lado, este proyecto trata de la actuación de las tecnologías de cogeneración en el ámbito hospitalario. Y efectivamente la gestión en hospitales está íntimamente relacionado con los conceptos ecológicos, medioambientales y de eficiencia expuestos anteriormente, al ser un ámbito con claro potencial de aplicación de los principios de eficiencia y ahorro de recursos.

Los hospitales son grandes complejos donde se consume gran cantidad de energía para el desarrollo de la actividad médica y de otras especies; no sería desacertado

---

<sup>2</sup> Panel Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés).

compararlos con pequeñas micro-ciudades independientes al confluir una notoria cantidad de población (pacientes, profesionales médicos y administrativos, familiares, profesionales de servicios agregados de restauración, limpieza, transporte...). Además de las demandas comunes de cualquier edificio, hay que tener en cuenta que en quirófanos, U.C.I., reanimación, etc. se consume una alta cantidad de recursos energéticos. Al mismo tiempo, requieren otro grado más, pues no es suficiente sólo con tener acceso a la energía sino que es indispensable, por la actividad médica urgente, una continuidad y seguridad de la misma.

En cualquier caso, el equipamiento actual del hospital se seguirá utilizando para cubrir los consumos punta que no llegue a cubrir la producción de la nueva instalación y así seguir sirviendo de apoyo a la nueva planta. Asimismo, los nuevos equipos serán más amortizables al no ser excesivamente grandes y los anteriormente instalados seguirán funcionando con un periodo de vida útil prolongado.

En conclusión, la cogeneración se alza como una tecnología eficaz, segura y necesaria en el sector terciario para conseguir reducir globalmente el problema medioambiental, la eficiencia de los bienes energéticos consumidos, para aumentar la seguridad del propio suministro mediante el autoconsumo y reducir la dependencia energética exterior.

## 1.2 Motivación del proyecto

Este proyecto tiene implícita una triple motivación:

1. Demostrar que la cogeneración es una tecnología eficaz y necesaria en la consecución de objetivos de eficiencia para el ahorro económico y aprovechamiento de los recursos energéticos, que contribuye a que el sector eléctrico en su producción sea bajo en emisiones contaminantes de gases efecto invernadero.
2. Por otro lado, poner de manifiesto que es posible y necesaria una mayor implantación en muchos más proyectos de ingeniería, incluso aunque sea con un escenario de autoconsumo menos bondadoso que el de los últimos años con primas, ya que pocas tecnologías de generación cuentan con rendimientos de producción tan altos como la cogeneración.
3. Los hospitales son el tipo de centro idóneo para la puesta en marcha de una planta de cogeneración, especialmente en el caso de los centros públicos, ya que se contribuye a disminuir la cuenta de gastos al reducir el consumo de materia prima, poniendo de relieve la eficiencia y ahorro tan necesarios en medio de la crisis del sector sanitario en cuestión de recortes públicos. Debido a la constante necesidad de disponibilidad de suministro, equipamiento médico, requisitos especiales de climatización y calidad del aire y control de enfermedades, se necesita tomar medidas de ahorro de todo tipo y en especial en centros intensivos en el consumo de energía. Es un punto a destacar la posibilidad de que la administración autonómica o estatal reinvierta ese ahorro económico en mejoras de servicios y de recursos. De este modo, los pacientes (en especial los de menos recursos) podrían tener más facilidad de ser atendidas con una mayor calidad al contarse con mayor presupuesto destinado directamente al servicio a los pacientes y a mejores condiciones laborales del personal del centro.



La perspectiva de un escenario sin primas ni compensaciones económicas de ningún tipo (sólo vendiendo a precio de tarifa regulada) en un sector cogenerador que considera tener la estabilidad y seguridad de un respaldo legislativo todavía en el aire, ha permitido que el estudio de este proyecto se convierta en todo un reto para corroborar que el sector todavía puede seguir realizando nuevos proyectos y que contribuyan al bien de la sociedad y a sustentar sus necesidades primarias.

### 1.3 Objetivos del proyecto

El estudio realizado en este proyecto tiene como objetivo investigar la viabilidad de una instalación bien de cogeneración o bien de trigeneración, analizando cuál de las dos opciones es la más plausible, en un complejo hospitalario perteneciente a la Comunidad de Madrid en un nuevo escenario normativo sin primas y el cálculo de los equipos que serán necesarios para su operación.

De este modo, se ha de conseguir obtener:

- a) un resultado positivo de viabilidad tanto técnica como económica de la implantación de dicha planta.
- b) cubrir una determinada parte de la demandas energéticas del hospital, lo que comprende satisfacer las necesidades de electricidad, calefacción y (además, si se implantase trigeneración) refrigeración mediante el aprovechamiento del calor producido por los motores.
- c) la optimización financiero-económica, al tener que se consume menor materia prima por la alta eficiencia del combo moto-generator más máquina de absorción (o solo del moto-generator) y sobre todo por el coste evitado de los elevados precios eléctricos al ser cubierta la demanda con gas que se pagará a menor precio (al contratar mayor volumen).
- d) una disminución de las emisiones de gases efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, etc). Se está persiguiendo con la cogeneración un modo de reducir el impacto ambiental que además lleve al cumplimiento el Protocolo de Kyoto y los objetivos marcados por Europa en el marco recogido desde el IDAE y la CNMC.
- e) una fiabilidad mucho mayor del suministro de energía al poder funcionar en modo autoconsumo, pues esto implica que ante fallos de la red, el hospital entraría en modo *back-up* sin que se viera afectada su actividad médica normal en caso de fallo en la red eléctrica. La conexión a la red en condiciones normales de no-avería supone un intercambio de aporte o cesión eléctrica, garantizando un funcionamiento ininterrumpido en el hospital y reforzando la seguridad del suministro en la zona de la red mallada, aportando un nodo de generación que equilibra las demandas cercanas especialmente en los meses del verano (particularmente en trigeneración que es cuando se produce excedente electricidad). Los consumos por refrigeración ya no son cubiertos desde las centrales eléctricas y esto permite una mayor estabilidad en las saturadas líneas de transporte.

f) menores pérdidas en la generación eléctrica, ya que gran parte es producido por el alternador de la planta de cogeneración (en la red de gas las pérdidas son mucho menores sólo debidas a fugas).



## 2. MEMORIA DESCRIPTIVA

### 2.1 Ámbito de la cogeneración

#### 2.1.1 Generalidades de cogeneración

La cogeneración es una de las tecnologías de producción de energía más eficientes respecto a las tradicionales plantas de generación térmica.

Se entiende como cogeneración la producción simultánea de dos o más tipos de energía a partir de una misma fuente de energía primaria (proveniente de CHP o Combined Heating and Power, según literatura en inglés).

Habitualmente las energías que se producen son calor y electricidad, pero también hay que considerar la producción de energía mecánica, aire comprimido o incluso CO<sub>2</sub>. La forma de producir la energía se basa en una instalación compuesta principalmente por un grupo moto-generator, es decir, un motor térmico (generalmente motores alternativos o turbinas de gas que transforman la energía química de un combustible en mecánica) en conexión con un alternador, que produce la electricidad, acoplado al eje del motor. Conjuntamente, es del motor térmico de donde se obtiene calor, proveniente de los gases de escape e incluso calor residual de las camisas de los motores y otras secciones, como el calor desprendido para la refrigeración del mismo con aceites.

Como es sabido, toda planta termoelectrónica convencional cuenta con calor residual que se vierte a la atmósfera pero sin sacarle partido de ningún modo útil. En el caso de la cogeneración el principio esencial es precisamente centrarse en aprovechar ese calor, que es en definitiva energía, y revertirlo en procesos o en puntos de demanda térmica. Así, reconduciendo el calor excedente del motor térmico a esos puntos de demanda térmica en las inmediaciones de la instalación se incurre en el ahorro energético de materia prima para demanda calorífica que provee de calor actividades como típicamente calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en el sector terciario, así como procesos industriales que pueden requerir calor de alta entalpía, para beneficiarse de sus condiciones de alta temperatura antes de que se enfríe y disipe.

La cogeneración se basa en los principios físicos de Termodinámica para estudiar las transformaciones de energía como la interacción del trabajo y el calor en los procesos las centrales de generación, como las de cogeneración, y se ponen en acción con los distintos tipos de ciclos.

La primera Ley es de Conservación de la Energía, en la que la energía final tras una transformación debe ser igual a la inicial más la que se agrega desde el exterior y menos la que se cede al exterior. Si el aumento de energía es de sistemas cerrados, aumentará la energía interna  $u$ , y si son abiertos, será de la entalpía  $h$ , tal y como dice la expresión simplificada:

$$\Delta U = Q - W$$

$$(\text{y para un fluido G.I.C.P.: } \Delta u = C_v \cdot \Delta T \quad \text{y} \quad \Delta h = C_p \cdot \Delta T)$$

La segunda Ley es de la Entropía, e indica que si bien puede transformarse toda la energía del trabajo en calor, no todo el calor puede volver a convertirse en trabajo de manera espontánea sin aportar más trabajo extra, por lo que no puede existir una máquina térmica que tenga un rendimiento del 100%:

$$\Delta S = \frac{Q}{T} + \sigma$$

De estos conceptos se extrae que el máximo rendimiento que puede alcanzarse es:

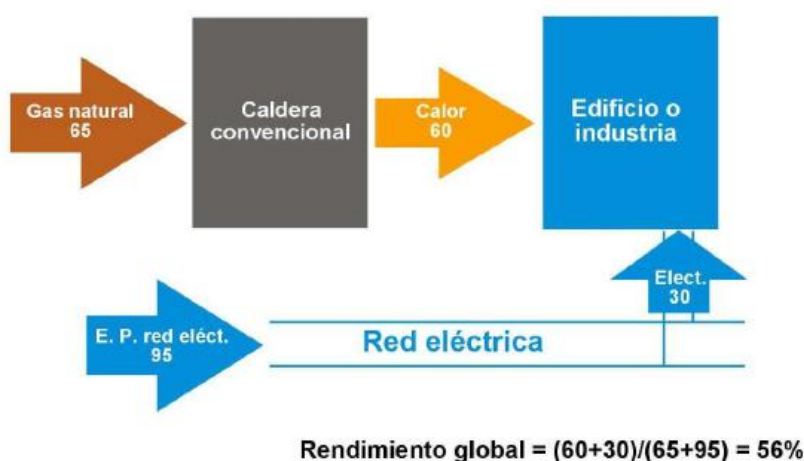
$$\eta_{max} = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

donde  $T_2$  es la temperatura del foco frío y  $T_1$  es la temperatura del foco caliente

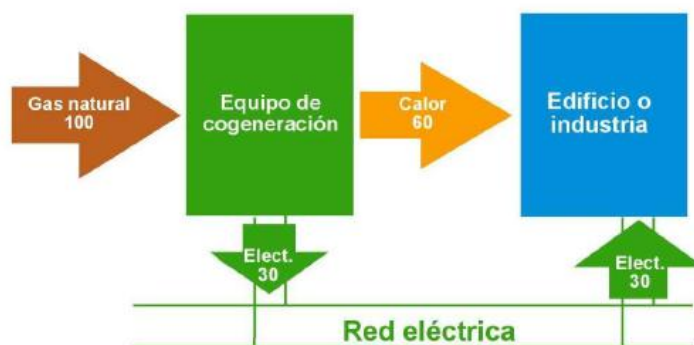
Otra consecuencia es que se está evitando soltar a la atmósfera un calor que en cierta medida aumenta las condiciones de temperatura ambiente del aire. Según la segunda ley termodinámica se requiere evacuar calor a un foco frío (al exterior), el absorbido por el ambiente, y normalmente no se aprecia. Sin embargo, a veces puede estar viéndose alterado el hábitat de flora. Es ampliamente conocido el caso de las industrias que utilizan aguas de ríos y lagos para intercambios de calor en su actividad, pero que devuelven el agua a unas temperaturas superiores que comprometen las condiciones medioambientales de supervivencia de los seres acuáticos. También ahí es donde redundan los beneficios del aprovechamiento de calor.

Así que si se compara el funcionamiento de una central termoeléctrica tradicional con una de cogeneración, se puede observar la diferencia en requerimientos de energía a partir de la fuente primaria, tal y como indican los diagramas de Sankey de ambos:

#### Suministro convencional de energía



**Figura 1. Diagrama de flujo de la energía convencional**  
Fuente: Bessel y [1]

**Suministro mediante cogeneración**

$$\text{Rendimiento global} = (60+30)/(100) = 90\%$$

**Figura 2. Diagrama de flujo de la energía mediante cogeneración.****Fuente: Bessel y [1]**

El mayor rendimiento eléctrico de estas plantas no alcanza más del 45% puesto que el resto se envía a la atmósfera en forma de calor contenido en los gases de escape.

Así que, frente al 26% más de energía primaria de la generación por métodos habituales, el rendimiento global de una planta de cogeneración llega a encontrarse en baremos realmente superiores, habitualmente entre el 78% y el 90% que es prácticamente lo máximo que puede conseguirse de la energía que proporciona el combustible a día de hoy. De esta forma, la energía eléctrica que se adquiere a red es sensiblemente inferior, y el costo económico en consecuencia, gracias precisamente a estas ventajas de aprovechamiento conjunto que ofrece esta tecnología.

### 2.1.1.1 Evolución a Trigeneración

Un aspecto evolutivo de la cogeneración a lo largo de su implantación en las industrias ha tenido que ver más con el sector terciario, al no tener unas demandas de calor de alta entalpía<sup>3</sup> y sí una demanda térmica adicional: necesidades de refrigeración.

En los países de la franja del Mediterráneo no se requiere el uso de calefacción más allá de los meses invernales. De este modo, la demanda térmica no sería constante todo el año y la curva de horas de funcionamiento total no sería uniforme. Sin embargo, esto puede verse compensado en los meses cálidos si se transforma la parte concerniente al notable consumo eléctrico de los compresores de frío en unas necesidades de refrigeración cubiertas desde el punto de vista térmico. Así es como puede aprovecharse el calor de los equipos de cogeneración en producir frío mediante el método de refrigeración por absorción, como se explicará más adelante.

<sup>3</sup> A excepción de los casos que cubren las demandas de vapor de los servicios de lavandería.

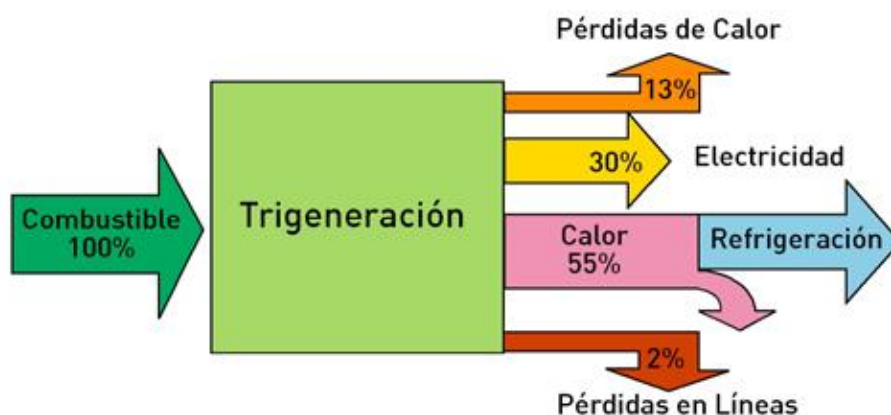
A colación de las ventajas de la trigeneración, cabe comentar que un aspecto que la diferencia de la cogeneración en cuanto a las actividades de aplicación es que en centros donde en un principio no era económicamente viable por no consumirse mucho calor, la trigeneración sí permite que entren en juego aquellas instalaciones que precisan refrigeración que están pagando con electricidad: un ejemplo es la industria del sector alimentario que no suele precisar calor y sí grandes cantidades de frío para la conservación de los productos. En el sector terciario, es la diferencia del requerimiento de calor en época invernal frente a la de calor de la época estival la que parecía imposibilitar una explotación equilibrada para todo el año con una planta básica de cogeneración.

Hay que puntualizar que si bien en términos físicos el frío es la misma forma de energía que el calor, se diferencian en que la transmisión de ésta se manifiesta disminuyendo, y no elevando, la temperatura de un fluido a un nivel inferior al del ambiente ordinario. En ese sentido sí se debe diferenciar en el texto al tratarse de un tercer aspecto energético particularizado obtenido un procedimiento distinto.

En tales casos se varía el término Cogeneración para referirnos a Trigeneración como la producción conjunta de electricidad, calor y frío (CHCP, Combined Heating, Cool and Power). Es más, en el argot del ámbito comercial del sector es común llamarlo así, pues se hace necesario para referirse unívocamente a aquellos estudios de cogeneración que van a tener una demanda de frío en sus instalaciones. Esto es lógico puesto que en ellas no se consigue del mismo modo la potencia calorífica (turbinas, motores o calderas) que la potencia frigorífica (máquinas de absorción) para unas condiciones ambiente normales (1 atm y 25 °C).

La máquina de absorción produce agua fría para las necesidades de frío en los sistemas de refrigeración en meses de verano, si bien un hospital suele registrar además necesidades de climatización de ciertas salas y quirófanos en cualquier momento del año. Consecuentemente, no serán únicamente los meses de invierno con sus altas demandas de calefacción las que marquen hitos de demandas-punta térmicas, sino que en verano los aparatos de aire acondicionado demandarán mucho calor para las máquinas de absorción.

Las plantas de trigeneración trabajan con unos rendimientos globales del 85% de media, el 15% restante del combustible empleado se va en forma de distintas pérdidas como puede verse en este otro diagrama de Sankey más detallado:



**Figura 3. Diagrama de flujo de la energía utilizando Trigeneración.**  
Fuente: Gas Natural Fenosa

Si comparamos con otras tecnologías, las plantas térmicas de carbón tienen un bajo rendimiento, del 30%, y las más altas actualmente son las de ciclo combinado de turbina de gas con ciclo de vapor, que alcanzan un rendimiento del 55% o 60% como mucho, pero el desaprovechamiento de la energía primaria es casi la mitad.

Sin embargo, la cogeneración ofrece ese gran rendimiento y es imperativo que la demanda haya de ser aproximadamente constante durante el periodo anual si el dimensionamiento se realiza en base a la eléctrica; en caso de buscarse ajustarse a la térmica (escenarios para autoconsumo) se ha de dimensionar para que cubra la totalidad de la demanda, que incluye las necesidades térmicas de las enfriadoras, y por tanto evitar los mayores costes derivados de su consumo de electricidad. Una premisa fundamental es que cuanto más grande y constante sea la demanda, mejor optimización y rendimientos se podrán lograr para que trabajen las máquinas térmicas al mayor rendimiento (tecnológicamente, las máquinas de mayor potencia son las que ofrecen mayores rendimientos, tanto en motores como en turbinas).

En definitiva, la ventaja de la trigeneración es económica al evitarse el coste eléctrico mayor y cubrir con gas. Se trata de una regla proporcional, pues se obtiene la misma cantidad de energía a menor coste.

## 2.1.2 Refrigeración por absorción

### 2.1.2.1 Generalidades sobre las máquinas de absorción

Estas máquinas no tienen una capacidad tan alta de devolver mucha más energía de la que es aportada, como sí ocurre con refrigeradores de compresor que tienen un coeficiente bastante mayor que 1 y que lo habitual es que vayan desde 2 hasta 4, o incluso 10 con mejores tecnologías. Sin embargo, tienen la ventaja de satisfacer el aprovechamiento de un calor que no entraría en juego al ser vertido a la atmósfera. Dicho coeficiente se define como COP (coeficiente de operación) siendo la relación entre el frío producido y el calor aportado a ella desde el foco caliente.

Las máquinas de absorción de bromuro de litio tienen dos tipos de coeficiente dependiendo del tipo<sup>4</sup> que sean:

- para máquinas de efecto simple: coeficiente de 0'6 – 0'7.
- para máquinas de doble efecto: coeficiente de 1'1 – 1'3.

Las máquinas de amoniaco tienen un rendimiento entre el 45% y el 55% (es decir, un COP medio de 0'5), pero se debe a que trabajan a menor temperatura.

Los aspectos generales que diferencian ambas son para las bromuro de litio que la temperatura mínima no puede ser menor de 5° C (para evitar llegar a la congelación) y la ventaja de que es fácilmente almacenable en forma de agua fría; por otro lado, son de coste menos elevado y por tanto se encuentran más gamas en el mercado por su adecuación en las instalaciones de frío; para las de amoniaco el precio de inversión es varias veces superior a misma potencia frigorífica y menos estándar.

En general, se tiene la ventaja de que la máquina tiene un funcionamiento muy estable y fiable, lo que reporta bajos costes en mantenimiento al tener poco deterioro. Apenas se percibe consumo eléctrico en el contador.

#### *2.1.2.1 Proceso de funcionamiento*

El proceso de absorción se basa en aprovechar la diferencia de temperaturas de un fluido (agua caliente o vapor o, en este caso, gases calientes) mediante un ciclo continuo cerrado con un par de trabajo (refrigerante-absorbente) para que se produzca aire frío que satisfaga los requerimientos de aire acondicionado o procesos que requieren una baja temperatura del usuario. ¿Cómo es posible que se engendre tal frío? El frío que se produce (o calor producido del foco frío) es mayor que el calor absorbido del foco caliente.

Existen dos tipos de procesos: unos utilizan solución de agua-bromuro de litio y los otros emplean una solución de amoniaco-agua (siendo en ambas el primer agente el refrigerante y el segundo el absorbente). Se explicará aquí el proceso de las máquinas de absorción de bromuro de litio por ser las más comunes. El bromuro de litio es una sustancia higroscópica que al absorber agua genera calor.

Los elementos o partes del proceso de la unidad de absorción son cuatro:

1. Generador: El generador de alta temperatura es calentado directamente por los gases de escape de los motores y un segundo generador de baja temperatura es alimentado por el agua caliente de refrigeración de las partes mecánicas del motor. De esta forma se evapora el refrigerante, que es agua.

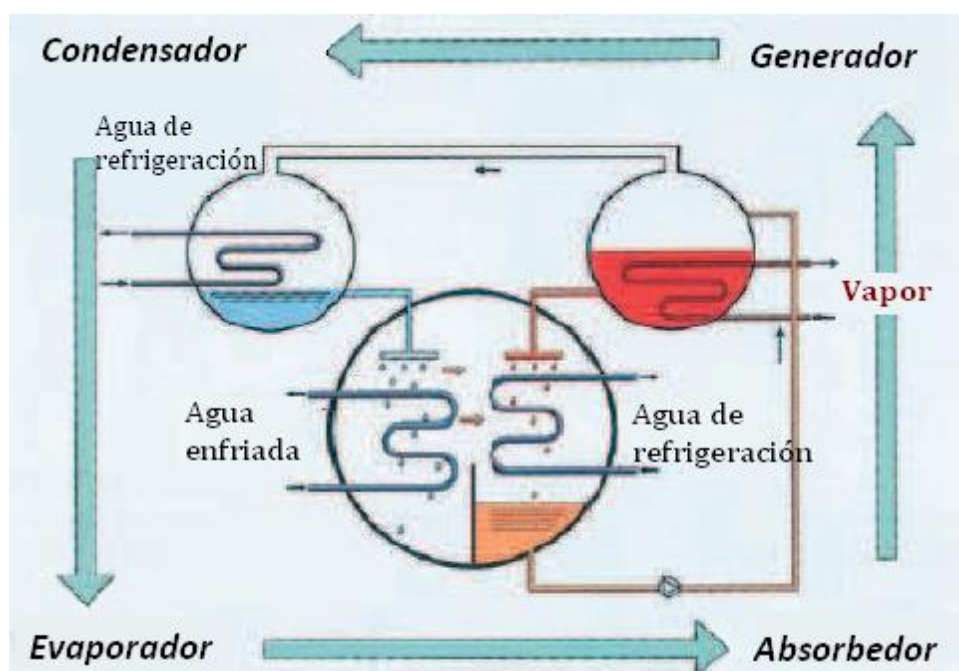
---

<sup>4</sup> Actualmente tras el RDL 1/2012, al no tener como objetivo la máxima producción eléctrica para venderla a red, no sale a cuenta invertir en la máquina de doble efecto por tener un precio demasiado elevado. Incluso la de simple efecto comprometen demasiado el retorno de la inversión (como se verá en el apartado de estudio económico).



2. Condensador: el agua en forma de vapor conseguido antes se condensa, y lo hace gracias a una parte de fluido refrigerante que pasa por un intercambiador de calor tubular. Suele ser el agua proveniente de las torres de refrigeración.
3. Evaporador: es el foco frío donde se recibe el calor del fluido refrigerante, el cual se evapora a una baja temperatura cercana a  $0^{\circ}\text{C}$  gracias a una muy baja presión, con lo que se tiene el frío útil. El agua refrigerante que enfría viene del condensador a entre  $6$  y  $10^{\circ}\text{C}$  y pasa por una válvula que la expande, separando la zona de la instalación a alta presión de la zona de baja presión.
4. Absorbedor: de la anterior etapa se tiene el vapor de agua que lo absorbe el bromuro de litio. Al mezclarse, se consigue una solución enriquecida de alta presión (que se comprime con mucha menos energía que con los habituales compresores mecánicos) y aquí es donde hay que aportar frío externo (que no cuesta nada a la instalación porque procede de agua de refrigeración) para evitar que aumente la temperatura en el proceso de mezcla y disminuyese la solubilidad. Por fin se conduce la mezcla bombeada por un intercambiador que la calienta y que a su vez produce enfriamiento en la mezcla menos concentrada que, del generador, vuelve a caer en el absorbedor.

El ciclo térmico empleado es el que se muestra en la figura 4:



**Figura 4 Esquema simplificado de funcionamiento de unidad de absorción Br-Li.**  
Fuente : [1]

La máquina de absorción se basa en un ciclo similar al de Carnot pero empleando en vez de un compresor mecánico un compresor termoquímico constituido por dos intercambiadores de calor y masa una bomba de disolución y una válvula de expansión. El principio básico consiste en que la presión de vapor de una solución varía según su concentración, produciéndose procesos cíclicos de absorción y cesión intercomunicados mediante una bomba.

Será el refrigerante el que realiza el ciclo frigorífico completo, mientras que el absorbente altera la presión de vapor del refrigerante y de este modo exista evaporación y condensación (el absorbedor se encuentra a la presión del evaporador y el generador se encuentra a la presión del condensador).

### 2.1.3 Tipos de ciclos

La cogeneración se utiliza con distintos sistemas para adaptarse a las necesidades de las instalaciones y la demanda. Por ello, se muestran a continuación las características fundamentales de cada uno de los seis tipos existentes para conocer las tecnologías que se pueden utilizar en cogeneración y, desde esta visión de conjunto, justificar la elección de una de ellas tras haber conocido sus diferencias. Cada sistema se clasifica por el “prime mover” o motor primario es la máquina térmica que origina el proceso. No obstante, las configuraciones más habituales emplean turbinas de gas o motores alternativos, tanto en ciclos simples como combinados.

Hay que añadir que existen otras tecnologías más recientes o novedosas que serán comentadas en el apartado referente a “Opciones alternativas en cogeneración”.

Antes de analizar los tipos de ciclo, conviene añadir que los tipos de ciclos pueden definirse según la secuencia de generación y consumo como:

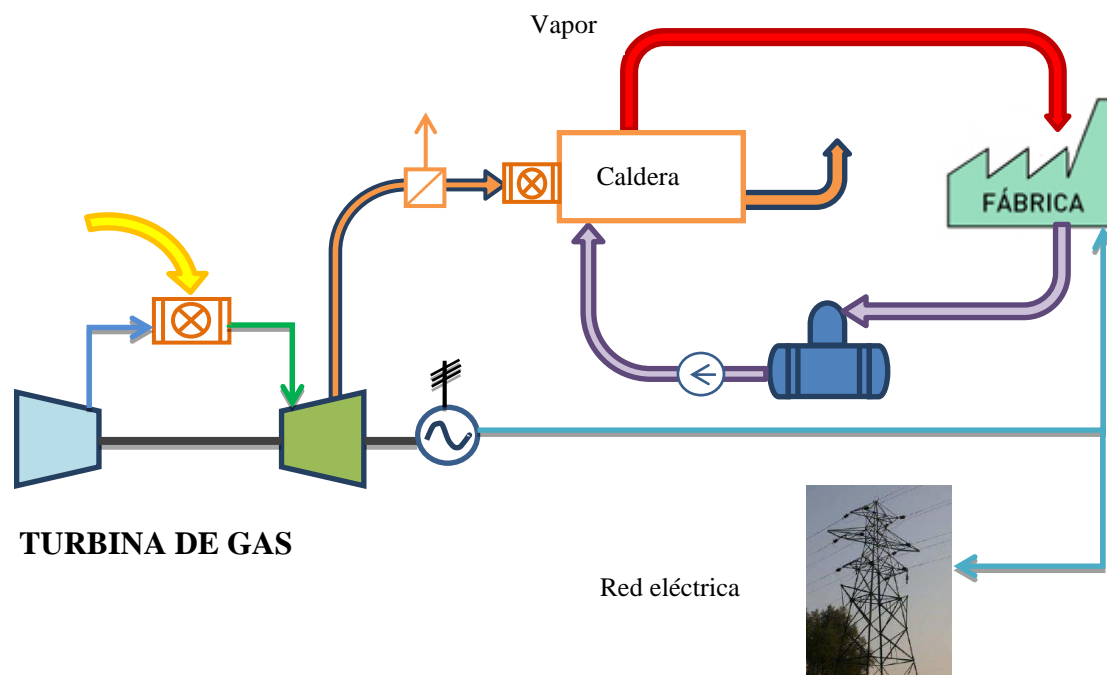
- Ciclos de cabecera: el combustible se utiliza para generar electricidad y el calor residual se aprovecha como energía térmica. Es el más utilizado en los escenarios con prima (por ejemplo, en hospitales y polideportivos).
- Ciclos de cola: el combustible se utiliza en proceso, y el calor residual se utiliza para cogenerar electricidad. Es menos habitual (se implementan en procesos con altas temperaturas).

#### 2.1.3.1 Cogeneración con turbina de gas

Este sistema quema gas en un turbogenerador y a través del alternador se transforma parte de la energía mecánica en eléctrica. Una buena ventaja es la sencilla recuperación del calor, pues converge casi totalmente en los gases de escape. Como puede observarse en la imagen, se componen de una turbina de gas y una caldera que recupera el vapor que se utiliza directamente a la misma presión de funcionamiento a la que se realiza el proceso vinculada a la planta cogeneradora.

El diagrama de proceso simplificado relativo a turbinas de gas es el que sigue:





**Figura 5. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas**

Como requisito de buena adecuación de esta tecnología se tiene que han de haber unas altas necesidades de vapor, mayores de 10 toneladas/hora, proporcionando un vapor de alta calidad que muchas actividades industriales demandan (caso de las papeleras, químicas, etc.). Este es un motivo por el que en el sector terciario su uso puede ser menos común, ya que lo más demandado es calor para climatización y ACS, con la excepción de las lavanderías.

En estas plantas es preciso diseñar el sistema de recuperación de calor lo mejor ajustado posible a las demandas, que tendrán que ser constantes evitando trabajar a cargas parciales, puesto que el coste del mismo es elevado, perceptiblemente mayor que con motores alternativos, y puede comprometer la rentabilidad de la planta fuera de sus márgenes de potencia demandada.

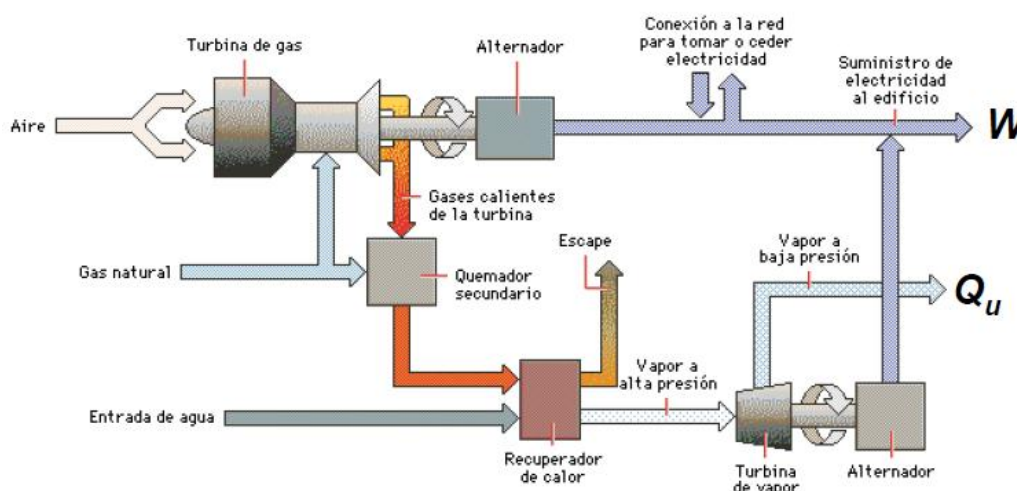
Para profundizar sobre las características de turbinas de gas, ver el capítulo 4. “Descripción de la instalación” (subapartados “Características principales de las turbinas de gas” y “Diferencia entre motores y turbinas”).

### *2.1.3.2 Cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado*

Existe una configuración que mejora los rendimientos de la planta anterior y consiste en añadir una turbina de vapor que se beneficie de los gases de escape que se obtienen a la salida de la turbina de gas para realizar el ciclo convencional de agua + turbina de vapor, o ciclo Rankine. Esto es lo que se denomina ciclo combinado y supone la sinergia de dos tipos de planta similares, en las que se requiere una ingeniería apropiada capaz de calcular procesos que se adapten al consumo de la planta cliente y asimismo tengan gran flexibilidad para desarrollar el trabajo en condiciones distanciadas del punto de diseño. Hasta ahora, los ciclos combinados han supuesto un adelanto superlativo en

el alcance de mayores rendimientos globales respecto al resto de plantas térmicas tradicionales, y sólo son superados por los de las plantas de cogeneración.

El rendimiento de la turbina aumenta con la temperatura de entrada de los gases, alcanzando unos 1.300 °C. Después salen de la última etapa de expansión a aproximadamente 600 °C. Aprovechando la energía intrínseca a todavía tanta temperatura, se conduce a los gases de escape de la turbina de gas a la caldera de recuperación, donde transfieren su energía al agua circulante por unos tubos que la convertirán en vapor de agua y finalmente pueda expandirse en la turbina de vapor, paso en el que también se genera energía eléctrica extra. En este ciclo, si la demanda de calor decrece, el vapor que sobre en la salida de la turbina puede ser condensado, y así la energía que contienen los gases no se desprecia sino que sirve al fin de aumentar la producción eléctrica. Se deben seleccionar la temperatura y presión de vapor en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la planta industrial o zona del edificio que lo demanda. En estas plantas actualmente se tiende a acoplar las turbinas de vapor y gas a un mismo eje, activando colectivamente el generador eléctrico.

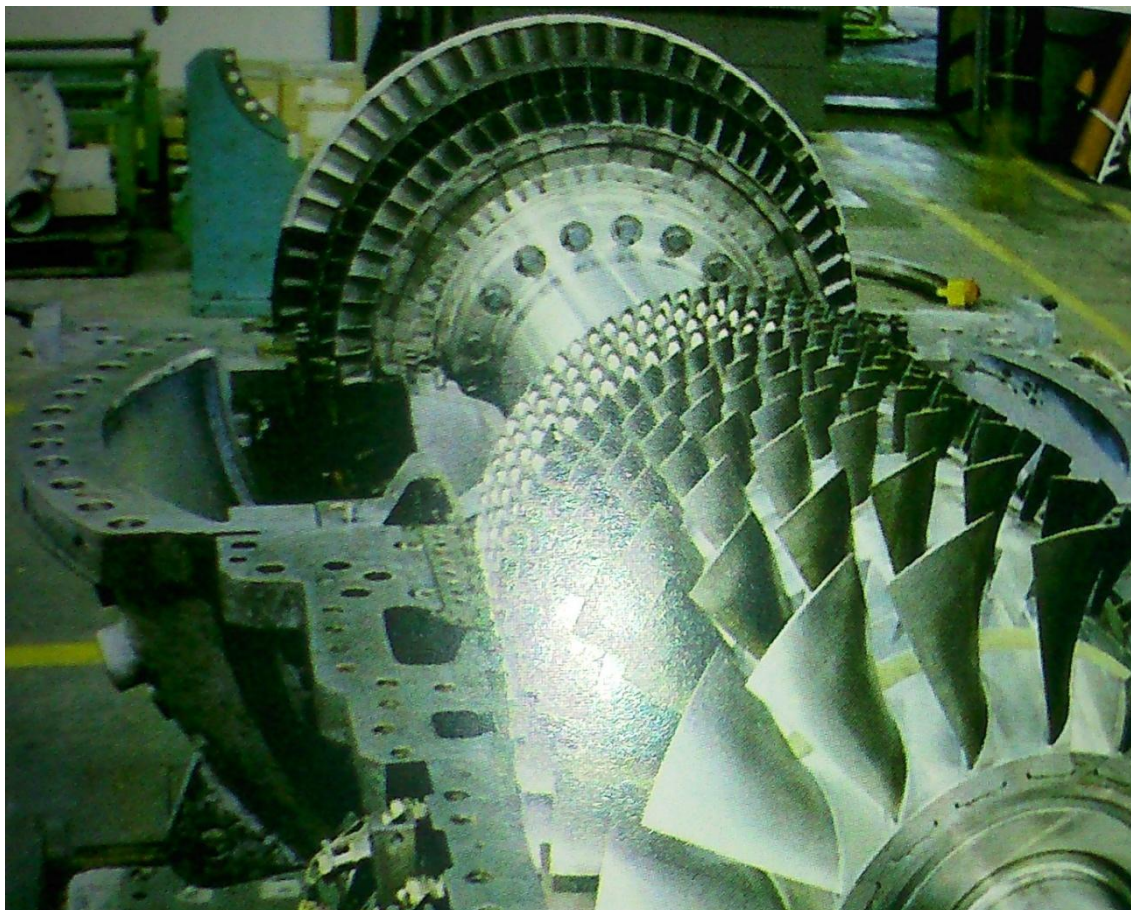


**Figura 6. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado.**  
Fuente: Universidad de Navarra, "Tecnologías energéticas"

Por tanto, a partir de la energía mecánica del vapor, que ha movido la turbina y, a través del mismo eje, el movimiento rotatorio ha hecho girar al generador, se ha obtenido electricidad de media tensión y gran intensidad. El motivo de que no salgan a baja tensión es disminuir las pérdidas de transporte por efecto Joule, por lo que se aumenta su tensión en los transformadores para ser conducida posteriormente a la red de distribución o al punto de consumo.

### 2.1.3.3 Cogeneración con turbina de vapor

En esta configuración fue la primera que se usó en cogeneración y ya solo por eso resulta interesante tenerla en cuenta, aunque en la actualidad su uso se limita más bien a formar parte de los ciclos combinados. De igual manera se tiene energía mecánica producida gracias al vapor de alta presión que se expande proveniente de una caldera.



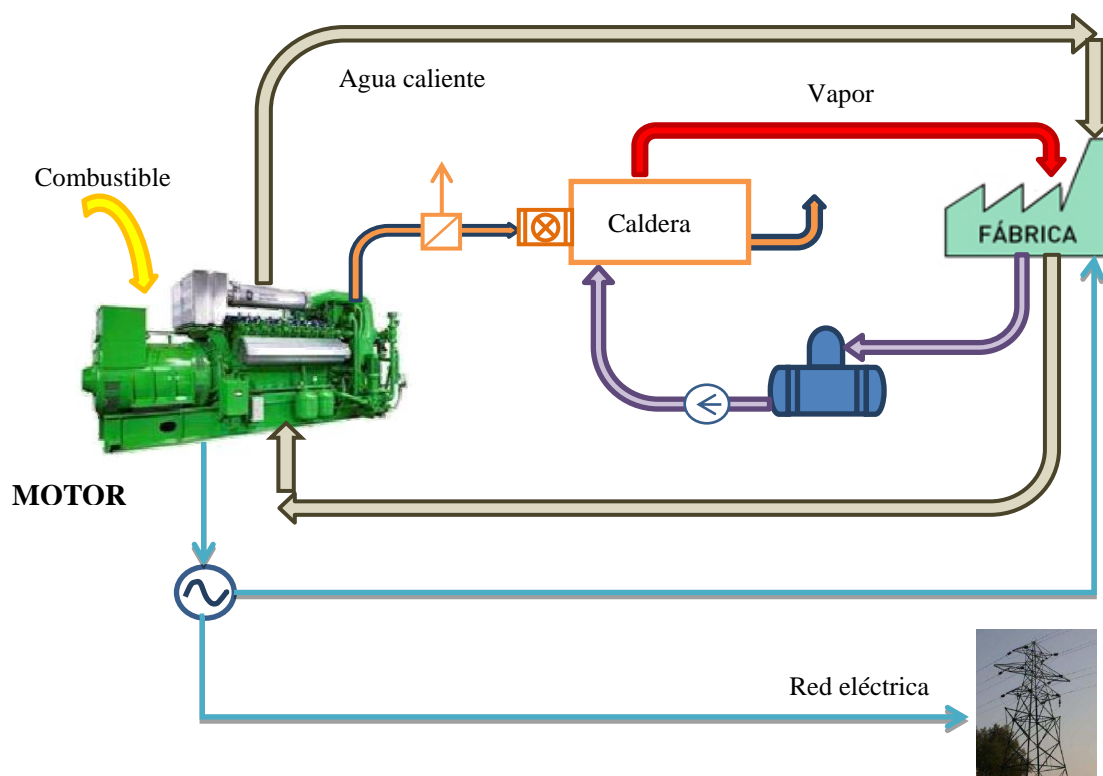
**Figura 7. Turbina de vapor de una planta de cogeneración.**

**Fuente: Análisis del potencial de cogeneración en la industria española 1997-2010. IDAE**

#### *2.1.3.4 Cogeneración con motor alternativo*

Son aquellos motores de combustión interna que utilizan gas, fuel-oil o gasóleo cuya energía liberada en su reacción de combustión genera energía mecánica que se aprovecha para producir la electricidad. El calor que poseen los gases de escape del motor se recupera en la caldera de recuperación que produce el vapor que se utiliza en la turbina de vapor

En este caso, que suele venir siendo usado para potencias de planta menores (hasta 15 kW), su producción de vapor es de baja presión (<10 bares) y se utiliza también el calor del aceite térmico y del circuito de agua de refrigeración a una temperatura elevada para ser aprovechado en las demandas de la instalación del cliente.



**Figura 8. Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo**

Para profundizar sobre las características de turbinas de gas, ver el capítulo 4. “Descripción de la instalación” (subapartados “Características principales de los motores de gas” y “Diferencia entre motores y turbinas”).

#### *2.1.3.5 Cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado*

Esta opción resulta plausible para plantas con bajas demandas de calor, lo que podría ir ligado a fomentar la cogeneración donde generalmente no rinda demasiado una instalación habitual con turbinas o solamente motores. El beneficio es que el calor del escape de la turbina también se puede aprovechar para conseguir mayor rendimiento global.

Así pues, juntando ambas tecnologías, se tiene que el calor que poseen los gases de escape del motor se recupera en la caldera de recuperación que produce el vapor que se utiliza en la turbina de vapor. De este modo el cómputo energético es mayor, bien de mayor energía mecánica o bien de eléctrica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se rescata en intercambiadores y el calor recuperado se usa en la industria asociada a la planta cogeneradora.

#### **2.1.4 Ventajas de la cogeneración**



El desarrollo de las tecnologías de cogeneración y la realización de proyectos con plantas de este tipo está favoreciendo al conjunto del tejido industrial y de los sistemas eléctricos y energéticos, ya que aporta las siguientes ventajas:

- Ahorra energía primaria al ser menor el consumo para producir un kWh eléctrico respecto a una planta térmica tradicional. Pese a que la energía primaria obtenida sea superior, el total de combustible más electricidad es menor.
- El rendimiento del proceso alcanza hasta el 90%, frente al 56% de un sistema convencional.
- La generación se realiza en el propio lugar de consumo y se evitan pérdidas de transformación y transporte-distribución de energía, lo que favorece la descentralización energética y ahorra 440 M€ en redes distribución.
- Potencia la seguridad del abastecimiento energético del usuario.
- Reducción de los costes de producción y aumento de la competitividad industrial y en el sistema eléctrico.
- No crea déficit: genera más (85 M€) que las retribuciones que percibe (80 M€).
- Reduce el impacto ambiental asociado a los menores consumos energéticos (un 3,2% emisiones de GEI y entre 5-10 veces menos NOx<sup>5</sup>) y ahorrando 1,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo<sup>6</sup>.
- Motivación por la investigación y desarrollo de sistemas energéticos eficientes con tecnologías más fiables y competitivas.
- Actualmente los equipos son capaces de cubrir un amplio rango de potencias tanto eléctricas como térmicas tras décadas de I+D+i.
- Redunda en una menor dependencia energética exterior al reducir un 2% las importaciones energéticas.
- Fomento de pequeñas y medianas empresas de operación y construcción de plantas cogeneradoras, generando de 25.000 empleos en España.

Por otro lado, existen algunos inconvenientes a tener en cuenta por los inversores especialmente, ya que son asociados más a cuestiones financieras que propiamente de tecnología o eficiencia:

- Necesidad de realizar una inversión elevada (según tipo de cogeneración).
- Necesidad de gestionar la instalación (mantenimiento especializado, compra y venta de energía eléctrica, seguimiento de tarifa/prima...) y su resultado económico.
- Incertidumbre regulatoria

En conclusión, se observa que los aspectos positivos son encomiables y merecen ser conseguidos con la implantación de la cogeneración.

### 2.1.5 Estado del arte de la cogeneración

La cogeneración como nueva forma de generación distribuida de energía comenzó con la primera planta que Thomas Alva Edison construyó a finales del siglo XIX en

---

<sup>5</sup> Fuente: Guía Fenercom.

<sup>6</sup> Fuente: ACOGEN. "Aportaciones de la Cogeneración a la economía, al empleo industrial y al Sistema Eléctrico y en España", Javier Morales. 2012.

Brockton, Massachusetts. No obstante, el desarrollo de las tecnologías de cogeneración apenas se desarrollaron durante décadas, y en España fue durante los ochenta cuando comenzaron a despegar. Gracias a la madurez de nuevas tecnologías y mejores rendimientos de máquinas térmicas, sumado a una mayor preocupación por conseguir eficiencias notables, supusieron la puesta en juego de la cogeneración en el sector industrial, y en el terciario de forma más marginal y paulatina. Actualmente se ha logrado reducir el tamaño de las instalaciones y hacerlas posibles allí donde antes no eran rentables o no tenían espacio suficiente.

En general, se tienen abiertos varias líneas de investigación ligadas al I+D+i:

- Micro-cogeneración y microturbinas
- Trigeneración
- Cogeneración a nivel residencial
- Cogeneración con pilas de combustible
- Cogeneración con biomasa

Aunque la tecnología está avanzada y parezcan poco posibles nuevas mejoras, se espera que en el futuro se consigan progresos notables que cambiarán el paradigma del sector.

#### *2.1.5.1 Estado del arte de Biomasa*

Hoy en día, los rendimientos obtenidos permiten que sea la cogeneración una de las formas más provechosas de obtener energía, pero además permite formar parte del sector de las renovables cuando se combina con la biomasa. El uso de los biocombustibles, de los RSU y de los deshechos agrarios como alternativa al uso del gas natural y del fuel en las centrales térmicas significa un gran avance en la consecución de un futuro energético más sostenible y consecuente con la escasez de recursos energéticos. El uso de la biomasa puede aplicarse en todos los ciclos habituales con gas natural y potencia las ventajas de la cogeneración anteriormente expuestas, pues la cogeneración combinada con otras nuevas fórmulas tecnológicas más limpias supone que esté especialmente situada en la vanguardia de la eficiencia y de los nuevos proyectos que secundan alcanzar los objetivos medioambientales y energéticos del PANER, del protocolo de Kioto, etc.

En ciclos Rankine existen algunas limitaciones sobre la temperatura y presión a la que se genera vapor: esto se debe a que la mayoría de las biomásas sólidas contienen una determinada fracción de cenizas que se pueden fundir dentro de la cámara de combustión y provocar sedimentos secos sobre los tubos de vapor, dificultando el intercambio térmico y provocando en ellos daños irremediables.

En general, los sistemas de cogeneración se pueden combinar con biomasa sólida a partir de 1000 o 2000 vatios, si bien son mejorables gracias a sistemas de gasificación que sustituyen la caldera de vapor y para permitir su uso a potencias menores.

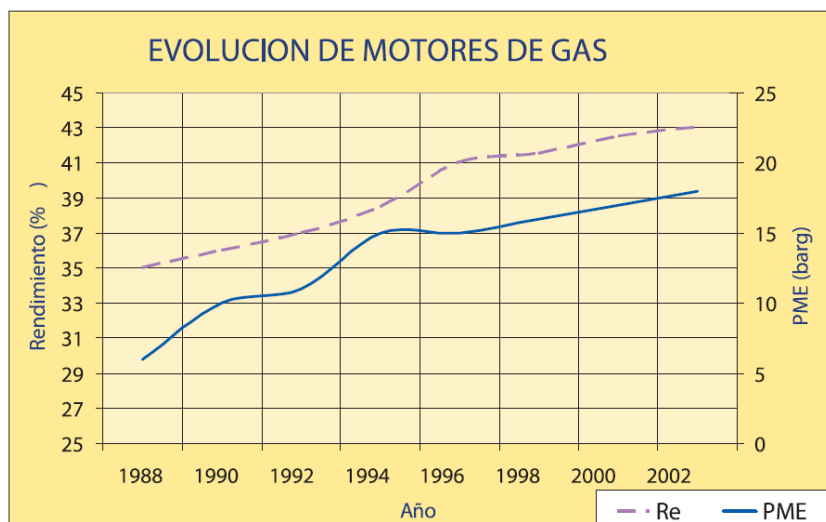
En cuanto a los tipos de biomasa a utilizar, se contemplan la biomasa líquida (aceites de pirólisis, biodiesel, etc.) o gaseosa (biogás o gas de síntesis), además de calderas, que se pueden emplear tanto con motores MCIA como con turbinas de gas, y en las calderas. Para ellas, la potencia eléctrica abarca valores desde kilovatios a megavatios. No

obstante, el uso para microcogeneración también es de plena actualidad y su uso se extiende a la para que el desarrollo tecnológico que permite emplear combustibles sólidos, líquidos o gaseosos de origen biomásico, altamente eficientes.

### 2.1.5.2 Estado del arte de Motores

Teniendo una gran entrada durante los años 80 y 90 en el mercado, los motores de gas de alto rendimiento han llegado a alcanzarlos con un 35 -40 % y bajos niveles de emisiones, siendo los motores diesel de dos tiempos los que han llegado al valor más alto, 50%, pero con la desventaja de ser demasiado contaminantes en el panorama de la cogeneración.

La siguiente gráfica muestra la evolución del rendimiento y la relación entre presión media efectiva y rendimiento que han conseguido en la pasada década, debido a tres factores: trabajo con mezclas pobres, aumento de la relación de compresión y control de la combustión para evitar la detonación.



**Figura 9. Evolución de presiones medias efectivas y rendimientos en motores de gas.**  
Fuente: [2]

En cuanto a las previsiones de mejora de los rendimientos eléctricos<sup>7</sup> basadas en una mejora del ciclo Otto, el llamado ciclo Miller, se espera que para 2020 se aumenten hasta el 50%, si bien se tendrán que mejorar sus mayores emisiones, consumo de aceite y costes de mantenimiento.

En la actualidad, su busca una progresión de la potencia de los motores<sup>8</sup>, desarrollar los sistemas del control de la detonación que aumenten el rendimiento y la disminución del consumo de aceite.

Existen dos diseños principales de mejora. En el convencional se toma el gas combustible a baja presión en un carburador y la mezcla con aire se comprime antes de

<sup>7</sup> Basadas en una mejora del ciclo Otto, el llamado ciclo Miller.

<sup>8</sup> En el año 2010 se alcanzaba 8 MW con rendimientos de 44-45 %. Fuente: [2]

conducirse a un cilindro. En el segundo diseño, se comprime el aire y el gas se introduce a presión justo antes de la válvula de admisión. La eficacia de un motor Otto de ciclo convencional de cuatro tiempos depende de la presión media efectiva en el cilindro y la temperatura máxima y estas están limitadas por el riesgo de detonación, por lo que se busca un compromiso de límite de eficiencia.

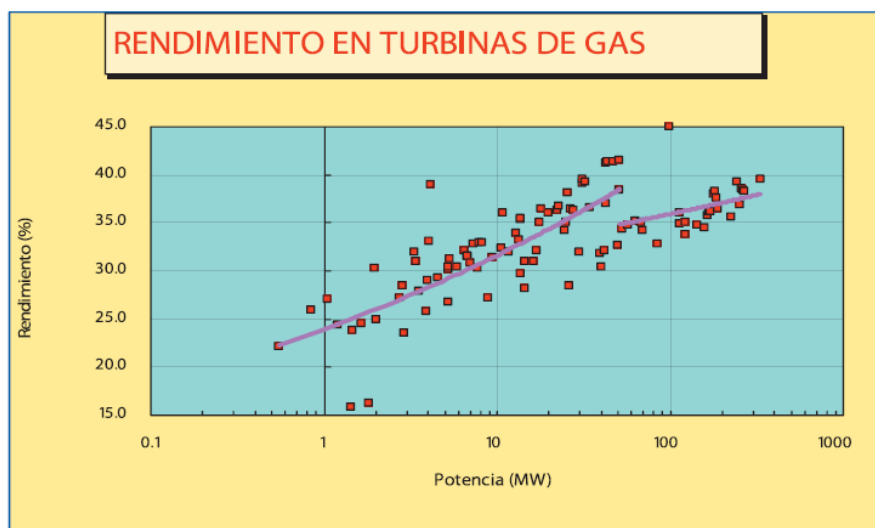
El ciclo Miller aumenta la relación de compresión del turbo, así se permite un llenado más eficiente y rápido del cilindro. En consecuencia se aumenta la expansión, que es la que proporciona el trabajo útil y se disminuye el trabajo de compresión. En definitiva se trata de manipular los retardos de apertura y cierre de válvulas para conseguirlo.

Paralelamente se investiga de forma continua en la fuente de ignición, la bujía, ya que es causante habitual de indisponibilidad del motor. Se busca aumentar cada vez más el intervalo de cambio de bujías que ahora ronda las 2000 horas. La alternativa es eliminar las bujías y llegar a la ignición mediante punto caliente, tal y como se hacía a principios del siglo XX.

### 2.1.5.3 Estado del arte de Turbinas de Gas

El desarrollo que han tenido las turbinas de gas ha sido muy notable, pasando de potencias de unos cientos de kW a otras de más de 300 MW. Este logro es fundamental porque a medida que aumenta la potencia, crece el rendimiento.

En la siguiente gráfica se observa esta relación, donde no suele excederse el valor del 42 %, como en turbinas de 40 MW. Ocurre que a potencias mayores se ve que disminuye el rendimiento eléctrico, pero la justificación radica en que los gases de escape son más calientes y por tanto el rendimiento térmico aumenta el global.



**Figura 10. Variación del rendimiento con el tamaño de las turbinas de gas.**  
Fuente: [2]

Si se habla de las emisiones, cuando lleva quemador estándar el nivel es de entre 150 y 300 ppmv de NOx y entre 10 y 50 ppmv de CO. Mediante inyección de vapor o agua, y aunque aumentan las de CO, es posible bajar los niveles de NOx hasta tan solo 25 y 50 ppmv.



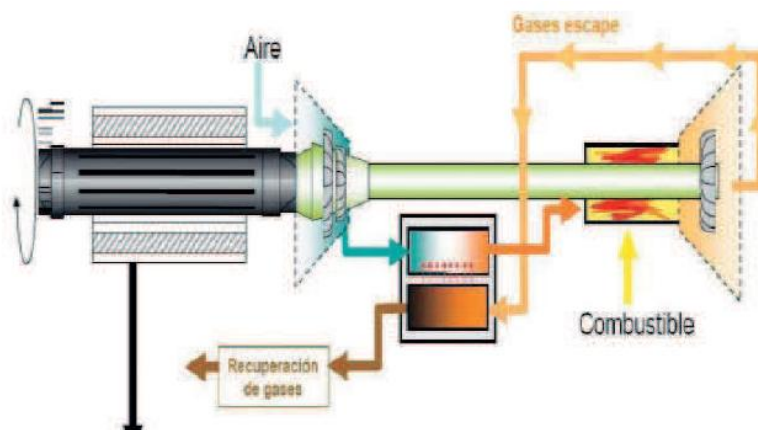
Los nuevos desarrollos en las turbinas de gas van ligados a la mejora Medioambiental, especialmente disminuir los nocivos NOx, y elevar los rendimientos. Lo fundamental para la reducción de emisiones está en la mejora de los quemadores, y en cuanto a los rendimientos, la máxima temperatura superior del ciclo termodinámico.

El desarrollo de materiales más resistentes a altas temperaturas como los recubrimientos cerámicos permite que los gases calientes puedan extenderse en los escalones de la turbina a mayores presiones, consiguiendo un trabajo neto final mayor. La mejora en los sistemas de refrigeración de partes calientes, sobre todo en la primera fila de álabes, es primordial porque reciben los gases recién salidos de la cámara de combustión a altas temperaturas.

Las turbinas de gas son máquinas muy apropiadas para cogeneración por disponer de calor en una sola fuente, a alto nivel térmico. Un punto a tener en cuenta es que para obtener rendimientos aceptables, por encima del 30%, hay que ir a tamaños mínimos del orden de 4 MW. Se trata pues de enormes turbinas industriales que resultan demasiado grandes para aplicaciones en el sector terciario, excepto en casos tales como parques empresariales, aeropuertos y en general negocios con grandes zonas disponibles.

Precisamente, para ofrecer una solución a determinadas áreas que exigen una reducción de espacio de los equipos, se han ido desarrollando las microturbinas, con unos valores de potencia en el rango de los kW, suficiente en muchos casos para actividades con demandas sensiblemente más bajas. Quizá la desventaja con la que más cuentan, aparte de la necesidad de que se desarrolle mucho más el campo de la microcogeneración y hacerla más viable con una legislación que la secunde, es que los rendimientos se quedan en torno al 33% con uso de ciclo regenerativo.

Cuando se incorporó en microturbinas a partir de los años 80 el ciclo regenerativo, consistente en el precalentamiento de aire de combustión con los gases de escape para ahorrar combustible, se implementó en turbinas de pocos megavatios para hacerlas más competitivas en instalaciones de menor consumo de calor, sacrificando el nivel térmico del calor disponible. De hecho, hacían frente a la evolución de los motores de gas de grandes niveles de potencia, pues con potencias inferiores a los 30 kW proporcionan rendimientos del orden del 25% al 30%.



**Figura 11. Esquema de ciclo regenerativo. Fuente: [2]**

Hoy día, en el desarrollo de grandes turbinas se incorporan recubrimientos cerámicos en cámaras de combustión y refrigeración de partes calientes con vapor (ciclo combinado) con la premisa siempre en mente de conseguir mayores temperaturas que los 1400° actuales que permitan aumentar los rendimientos de los ciclos.

#### *2.1.5.4 Tecnologías en investigación: Cogeneración sin partes móviles*

El ámbito energético siempre se encuentre en constante evolución para obtener mejores rendimientos que maximicen la energía primaria empleada. En ese sentido, existen algunas líneas de investigación abiertas que pese a no tener la suficiente madurez como para introducirse en el mercado de la cogeneración de forma inminente, arrojan la esperanza de que en futuro se utilicen máquinas totalmente diferentes a las empleadas hoy día, acabando con los conceptos de pérdidas ineludibles que afectan a los generadores habituales como las pérdidas por rozamiento. Sobre esta idea se cimenta un proyecto de investigación desarrollado por un equipo de investigación de la Universidad de Arizona publicado en el ACS<sup>9</sup> que pretende conseguir un nuevo sistema de máquina térmica para cogeneración sin partes móviles. El fin es convertir calor en energía eléctrica directamente y el funcionamiento se basa en comportamientos moleculares.

La teoría se basa en que cuando se disponen moléculas entre dos electrodos, puede hacerse que aparezca un flujo de electrones por ellas si se les aplica calor. Estos electrones se encontrarán anillos de benceno en el proceso y deberán rodearlos por dos ramales, por lo que si se consigue que uno de los ramales sea más largo que el otro, se creará una diferencia de potencial al desfasarse los electrones del otro ramal.

Este calor puede proceder de cualquier foco que se encuentre al alcance, por lo que se podría conseguir aprovechándolo de numerosos elementos cotidianos que lo desaprovechan (cocinas, electrodomésticos que disipan calor, motores de coche, etc.) y por supuesto calor de gases de escape de industrias, agua o aire en el sector terciario también sin tener que gastar combustible expresamente.

Lo que se necesitaría es colocar un recubrimiento polimérico con una delgadez extrema, del orden de micras de centímetro, entre las láminas metálicas de los electrodos dentro de los tubos de escape y conductos por los que pasa el fluido caliente que excitará las moléculas quedando cargadas de electricidad. A mayor diferencia de temperaturas se genera más energía eléctrica.

Las ventajas de este sistema son muy positivas y son tales como:

- aprovechar un calor sobrante para producir electricidad (cogeneración)
- proteger más la capa de ozono al no precisa químicos como CFC en la cogeneración habitual
- poder conseguir un voltaje termoeléctrico cien veces mayor que lo que actualmente se logra en las plantas tradicionales.
- no disponer de elementos mecánicos, evitando pérdidas por rozamiento
- no utilizar refrigerantes ni máquinas térmicas ni piezas móviles

---

<sup>9</sup> ACS: American Chemistry Society. Reputada institución americana que desarrolla proyectos de investigación basados en el campo de la química con aplicaciones en multitud de sectores distintos.

- disminuir los costes de fabricación y mantenimiento.

De ser posible como nueva alternativa en la cogeneración, se verían atraídos inversores y empresas de este nicho de mercado y, por tanto, se trataría de un logro que permitiría impulsar el sector haciéndolo mucho más competitivo a todos los niveles.

### 2.1.6 Aplicaciones de la cogeneración

Este sector busca la mayor rentabilidad a la hora de aplicarse, por lo que busca sectores intensivos en energía. Por otro lado, también busca intensificar la fiabilidad del suministro eléctrico. En cualquier caso, las aplicaciones se distinguen entre el sector industrial y el sector terciario, siendo la principal diferencia que en el primero la elección del motor térmico vaya en función del tipo de calor (alta temperatura procesos o temperaturas más bajas para consumos ACS) y en los segundos que suele haber una demanda térmica para climatización que suele incluir frío (requiriendo pues el uso de máquinas de absorción).

Por tanto, las actividades más habituales donde instalar la cogeneración son:

a) En el sector industrial

- Papel
- Industrias químicas
- Industrias petroquímicas y refinerías de petróleo
- Industria alimentaria
- Tratamiento de residuos
- Industrias cerámicas
- Producción de CO<sub>2</sub>
- Depuración y tratamiento del agua
- Empresas del sector automoción

b) En el sector servicios

- Hospitales
- Hoteles
- Piscinas y polideportivos climatizadas
- *District Heating*
- Colegios y universidades
- Centros comerciales
- Aeropuertos

### 2.1.7 Opciones alternativas en cogeneración

Además de los ciclos tradicionales, existen otras vías para la utilización y expansión tecnológica de la cogeneración. El fin es que se puedan aprovechar procesos energéticos en muchos otros ámbitos de menor volumen y menores temperaturas de demanda

energética, como el calor residual de cocción de cocinas, de calefacción (con motores Stirling) o bien implantar equipos que cogeneren pero a potencias reducidas que se ajusten a necesidades de carácter individual o comunitario (con microcogeneración) como en bloques de viviendas, talleres de reparación, centros de salud pequeños, etc.

Tanto con tecnologías tradicionales como con otras más recientes, según la Directiva Europea 2004/8/CE se requiere que se produzca cogeneración de alta eficiencia (llamado así cuando el ahorro energético es superior al 10% con los datos de referencia de producción separada de calor y electricidad), dado que las exigencias internacionales dirigen a los países a ser más sostenibles y eficientes en la utilización de sus recursos energéticos y estas tecnologías cada vez más avanzadas son un imperativo que colabora en la descentralización de la generación eléctrica y el ahorro de combustible primario. En pro de fomentar las tecnologías que conduzcan a lograr una producción de alta eficiencia, el IDAE indica<sup>10</sup> las siguientes como tecnologías plausibles:

1. Turbinas de gas de ciclo combinado con recuperación de calor.
2. Turbina de contrapresión sin condensación
3. Turbina de gas con recuperación de calor
4. Turbina con extracción de vapor de condensación
5. Motor de combustión interna
6. Microturbinas
7. Motores Stirling
8. Pilas de combustible
9. Motores de vapor
10. Ciclos Rankine con fluido orgánico

Las primeras pertenecen a los ciclos ya comentados anteriormente, junto a los motores de vapor y ciclos Rankine de fluido orgánico (que tan solo se diferencian en que el intercambio de calor no se realiza con el vapor saliente sino mediante un intercambiador). Es, por tanto, objeto de este apartado centrarse en las otras tres que merecen una atención especial al alejarse del concepto general de gran producción en plantas generadoras.

#### 2.1.7.1 *Microcogeneración*

No sólo integrada por las microturbinas, sino también por motores de reducido tamaño. Debido a la legislación de los últimos años sobre eficiencia energética en la edificación, es cada vez más necesario instalar equipos de aprovechamiento residual o de energías renovables para cumplir la normativa. De hecho en el Documento Básico HE del CTE<sup>11</sup> se menciona en especial la microcogeneración como tecnología alternativa de gran eficiencia a las placas solares que han de instalarse para aportar el ACS para uso en los edificios, pero con una serie de diferencias intrínsecas favorables.

Estas ventajas comparativas son que:

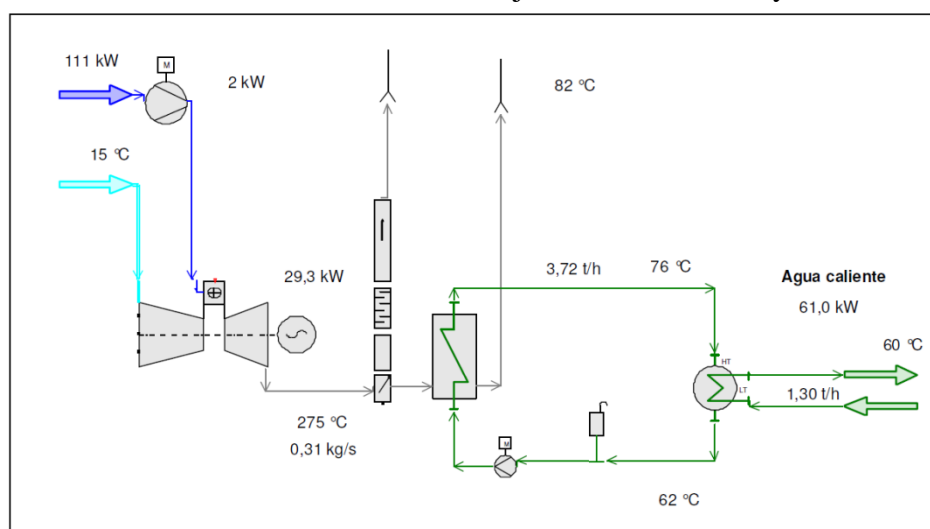
<sup>10</sup> Según la Directiva Europea de Cogeneración, Anexo IV. Fuente: Análisis del Potencial de Cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020.

<sup>11</sup> CTE: Código Técnico de la Edificación. Fuente: Documento Básico DB HE «Ahorro de energía», apartado "HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria".

- no depende del momento climatológico,
- garantiza el suministro eléctrico y pueden funcionar incluso como generadores de emergencia,
- menor espacio requerido frente a la gran superficie de placas solares
- rendimientos mucho mayores al aprovecharse electricidad y calor, frente al (en la práctica) bajo aporte de las placas
- menores emisiones de GEI si se tiene en cuenta la fabricación de las placas de silicio

Los micromotores son comúnmente conocidos por el ciudadano de a pie puesto que se utilizan en el ámbito cotidiano de los habitantes, tanto en motores de coche como en puestos ambulantes. Lo que cambia realmente es el sistema de recogida de calor que emana el motor para usarlo en la producción de ACS, así como el diseño para que funcionen una elevada cantidad de horas seguidas.

Las microturbinas funcionan de manera simplificada pero basadas en los mismos conceptos de las convencionales de gran potencia. Incorporan un ciclo de regeneración que aumenta el rendimiento eléctrico. En cuanto a cuestiones eléctricas, generan energía eléctrica en tensión alterna que se pasa a continua, además de que requieren un inversor (semejante a los usados en tecnología solar) para poder convertir corriente continua a alterna trifásica en condiciones habituales de baja tensión de 400 V y 50 Hz.



**Figura 12. Diagrama de flujo de una microturbina. Fuente: [4]**

Con estos equipos pueden conseguirse 300 °C en los gases de escape que pueden recuperarse para producir la calefacción, el ACS e incluso frío requeridos.

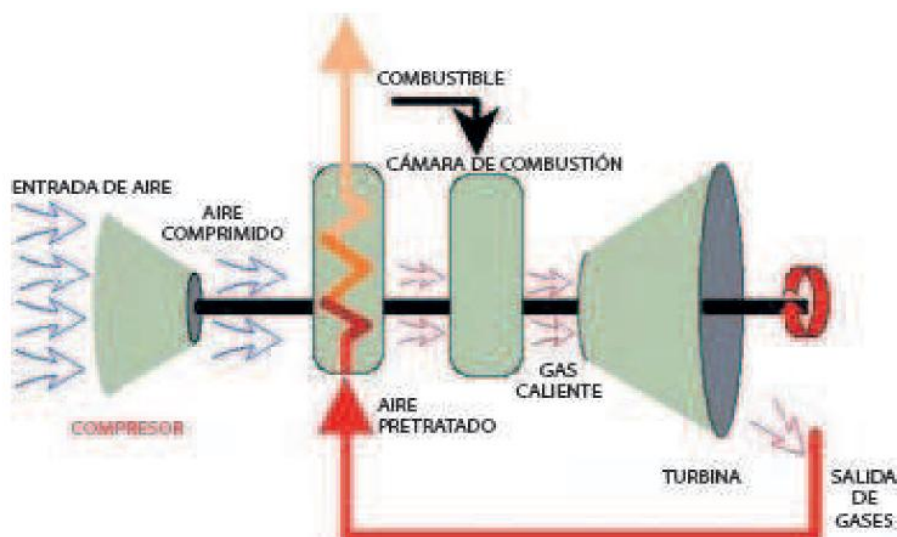


Figura 13. Esquema de una microturbina. Fuente: [2]

Como resumen de características de los distintos equipos de microcogeneración, en la siguiente tabla<sup>12</sup> se consideran el rendimiento eléctrico, el rendimiento global, la relación entre producción eléctrica y calorífica y el tamaño.

Sistemas de Microcogeneración	RE = E/Q	RG = (E+V)/Q	C = E/V	Tamaño (MW)
Turbina de gas en ciclo simple	30-40	75-80	0,6-1	5-50
Turbina de gas en ciclo combinado	35-50	>=80	0,8-1,6	7-60
Turbina de vapor contrapresión	5-14	75-90	0,04-0,16	1-20
Motores alternativos de combustión	35-45	75	1,1-1,5	1-25
Micromotores *	25-35	75	0,5-0,9	0,01-0,4
Microturbinas *	25-30	75	0,5-0,67	0,03-0,2
* Se consideran así las máquinas con potencias unitarias inferiores a 100 kW eléctricos				

Tabla 1. Sistemas de microcogeneración. Fuente [2]

### 2.1.7.2 Motores Stirling

Los motores Stirling son también motores de combustión de ciclo cerrado, pero con la diferencia de ser combustión externa y en los que el fluido motor no es el combustible sino gas helio o hidrógeno encerrado en un recinto hermético. Experimentan cíclicamente expansiones y compresiones a diferentes temperaturas, controlando el caudal mediante variaciones de volumen.

Estos motores conllevan una serie de ventajas respecto a los tradicionales tales como mayor rendimiento térmico, el poder usar combustibles alternativos, menor impacto de gases contaminantes y de molestia acústica.

<sup>12</sup> Fuente: [2]

Se trata de un cilindro que contiene dos émbolos en situación opuesta y se incorpora un regenerador entre la zona fría y la caliente para aumentar el rendimiento del ciclo al recuperar algo del calor.

Existen tres configuraciones de los motores Stirling: alfa, beta y gamma. Las diferencias son constructivas, aunque básicamente lo constituyen un conjunto biela-manivela para aproximarse a los procesos isócoros e isotermos ideales y las prestaciones muy similares entre sí. Dado que el ciclo Stirling no es ideal y nunca va a alcanzar el rendimiento de Carnot, este llega a valores de 0,4 en relación al factor de Carnot y con aire como fluido.

Lo mejor de este tipo de motor es la amplísima capacidad de aprovechar distintos tipos de fuente de calor, desde derivados pobres del petróleo, y combustibles líquidos derivados del carbón, a incineradores de residuos sólidos o quemadores en lecho fluido. Hay que añadir sus ventajas en cogeneración de que tienen un comportamiento realmente bueno a cargas parciales, facilidad de rápido arranque y buen control y sus bajos niveles de gases contaminantes.

### *2.1.7.3 Pilas de combustible*

Las pilas de combustible son una apuesta atractiva porque permiten la conversión directa de la energía química que posee un combustible directamente en electricidad, evitando claramente las pérdidas que provocan los saltos de etapa por cambio de energía térmica, luego a mecánica y finalmente a eléctrica. Como ventaja añadida se omite la contaminación medioambiental y que no se utilicen aparatos ruidosos, lo que la convierte en ideal para funcionar en el sector terciario residencial.

El gas se oxida de modo electroquímico provocando que los electrones del gas en el ánodo sean captados por los del cátodo del aire, provocando un flujo eléctrico.

Estas pilas, suelen dar de 0,5 a 1 voltio en corriente continua, lo que no es mucho de cara a grandes producciones como las de un hospital, y por ello han de jugar numerosas unidades en serie que alcancen el voltaje requerido junto a un inversor para conseguir una corriente alterna.

## **2.2 Análisis del sector**

### **2.2.1 Análisis de los entornos del sector**

#### *2.2.1.1 Entorno económico*

El panorama actual sobre economía viene motivado por la crisis internacional que trascendió entre 2007 y 2008 cuando los bancos mundiales decidieron que la burbuja financiera era insostenible y los valores de mercado cambiaron drásticamente hasta afectar al sistema crediticio internacional, donde la quiebra de grandes bancos (Leman Brothers en primer lugar) provoca la caída en cascada del sistema; por tanto lo tanto



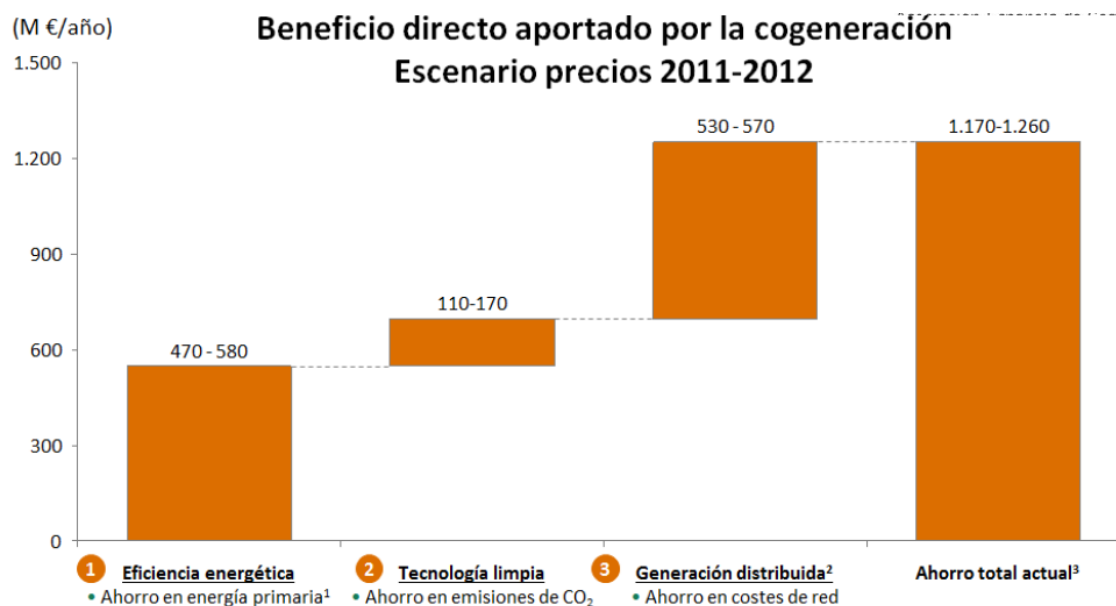
son las oligarquías del sistema financiero quienes provocan el inicio de la depresión económica, pudiendo ser consideradas como la raíz de la misma.

En el ámbito nacional, la burbuja inmobiliaria determina una economía financiera débil y por tanto España se ve arrastrada rotundamente a la crisis, ante una falta de una economía más fuerte apoyada en la industria y en I+D+i. Por tanto, los sectores tecnológicos no sólo no crecen como podría esperarse de los datos históricos de crecimiento de los años previos, sino que al no haber recibido una inversión prevista, no han podido convertirse en la palanca fundamental de respaldo nacional que habría permitido una mejor recuperación económica general. Y eso se ha reflejado en el sector de la cogeneración al formar parte de los regímenes especiales, los cuales, ante los recortes por la crisis, han visto mermada la inversión económica por parte del Estado y mitigadas las posibilidades de un marco legislativo que la apoye.

Durante los últimos años, desde Fomento e Interior se consideraba la cogeneración como un motor de inversión y relanzamiento de la economía de los sectores secundario y terciario gracias a una renovación tecnológica que iba a contar con unas inversiones de 3.885 millones de euros (M€) para 2016 y alcanzar 6.000 M€ al llegar 2020, según perspectivas en 2011 del “PAEEE 2011-2020”. Los motivos que se alegaban para esa inversión son, entre otros, su importancia como un modo de conseguir competitividad por su eficiencia energética, el que las empresas cliente hacen frente a la crisis de un modo más seguro y que estaba aumentando (un 2%) la electricidad conseguida con cogeneración.

De hecho, los datos del balance de beneficio aportado por la cogeneración aporta unas cifras que posicionan a este sector como un medio ventajoso de ahorro económico para el Estado, tal y como se observa en la gráfica para el intervalo 2011-2012.





1. Incluye el ahorro energético por pérdidas en la red evitadas
2. Considera un ahorro en red derivado de los menores costes de transporte, distribución, comercialización e interrupción de suministro, con un impacto total evaluado de 15 €/MWh
3. Considera ahorro frente a parque térmico + red

Nota: Para valorar el ahorro actual considera dos escenarios: un escenario 2011 (precio de gas en frontera 24 €/MWh, precio CO<sub>2</sub> 13 €/ton) y un escenario 2012 (precio de gas en frontera 27 €/MWh, precio CO<sub>2</sub> 7 €/ton)

**Figura 14. Beneficios aportados por la cogeneración en España. Fuente: [4]**

Respecto al balance anterior de 2008-2009, se ha aumentado la cifra y especialmente debido al mayor ahorro en costes de red y en energía primaria, ya que los precios de estos han ido ascendiendo.

Hay que reconocer que la cogeneración posibilita, como tecnología, un nuevo impulso económico en el ámbito industrial español (tal y como se preveía para el año 2016 antes del RDL 1/2012). En estas circunstancias, no se puede asegurar cuánto es el presupuesto que pretende destinar el gobierno ni para qué año se fijarán los nuevos objetivos que reciclen de los anteriores hasta que no se pronuncie respecto al régimen especial.

Las reformas y aspectos económicos que se necesitan pasan por asegurar una rentabilidad suficientemente razonable y la posibilidad de que se pueda elegir el suministrador de energía eléctrica. De este modo se podría permitir el autoconsumo eléctrico, y para ello que la venta de electricidad “a tarifa” mantenga una seguridad de recuperar la inversión si se liga a los precios del combustible, aunque la rentabilidad sea escasa (hablando de un 7% TIR). Por último, sería bueno considerar las opciones de venta “a mercado” que pueda potenciar la presencia de las cogeneraciones en los mercados.

El sector estaba sosteniendo 13.000 empleos y se esperaba doblarlos para 2020. En cuanto a las instalaciones antiguas se esperaba renovar un 40% de las instalaciones en 2016, cuyo presupuesto era de 1.225 M€ de inversión privada.

Hoy día, más de 1.000 empresas exportadoras, que producen el 20% del PIB industrial, padecen las repercusiones de una incertidumbre que les puede llevar a perder su capacidad exportadora y competitividad en comercio exterior, ya que se ve afectado en cuanto a empleos directos y exportaciones de productos realizados con cogeneración. En general, los recortes y la falta de una determinación sobre los desarrollos previstos han provocado que la cogeneración haya dejado de ingresar 712 M€, menguando la retribución de las plantas un 23% y que se convierte en un 40% en muchas de las de más de 15 años de antigüedad<sup>13</sup>.

En relación al sector gasista y al eléctrico, se prevé que las repercusiones negativas de la disminución de plantas cogeneradoras, que consumen el 22% del total del gas natural que se vende en España, afecte disparando el déficit y disminuya la demanda de gas. Por el lado eléctrico influye al disminuir grandes clientes como son las industrias asociadas dado que la cogeneración produce el 13% de la electricidad.

La conclusión es que actualmente el sector está sufriendo un retroceso indefinido hasta que el aspecto legislativo no refuerce la cogeneración con un nuevo marco económico.

### *2.2.1.2 Entorno político*

La perspectiva política sobre cogeneración va íntimamente ligada a las cuestiones y normativas que respectan a su funcionamiento, desarrollo y radio de acción en cuanto a venta de electricidad a la red. Las líneas que rigen esta tecnología pasan por los distintos planes y estrategias adoptadas a lo largo de los años por el gobierno español en primera instancia, y por las directivas de Bruselas desde que formamos parte de la Unión Europea y hay que regirse a unas directrices con miras más altas que atañen también a nuestros países vecinos.

Por tanto, ya no solo en España sino la UE, se urge a nuestro país a tomar tecnologías y medidas de eficiencia energética para lograr el cumplimiento de unos objetivos concretos, por lo que la trigeneración toma un papel fundamental para alcanzarlos.

En ese sentido, España depende fuertemente de energía exterior y necesita todas las fuentes disponibles. Su sistema ha estado en constante estado de revisión y ha creado una inquietud legal para los inversores internacionales, quienes demandan unos mercados seguros, predecibles y transparentes. Los principales objetivos a corto plazo para el gobierno son apuntalar sus mercados para este propósito, pero también es importante definir de forma definitiva el mix energético que se necesita para los

---

<sup>13</sup> Fuente: ACOGEN. Nota de prensa de 12 de septiembre de 2013.

próximos 20 años. Una vez sea definido, este plan debería ser respetado durante todo ese periodo de tiempo.

Las principales medidas pasan por los objetivos del Protocolo de Kioto y las obligaciones dirimidas por la Comisión Europea como miembros de la UE:

- Medidas que contrarresten el cambio climático y el aumento en el consumo energético
- Medidas que aporten seguridad de suministro, y con ello se pretende lograr una garantía de potencia gestionable, para que cuando las Energías Renovables sean insuficientes o no estén disponibles pueda apoyar la cogeneración.
- Competitividad, pues es fundamental que desde el entorno político se aporte el marco legal necesario y la incentivación de los inversores a apostar por esta tecnología, máxime cuando el coste medio del MWh es menor que en otras tecnologías y ayudaría a reducir el déficit de tarifa.

Se ha venido alertando de que los escenarios que la reforma genera conducen al desplome productivo y al cierre progresivo de la cogeneración. La moratoria a renovar instalaciones de enero de 2012, unida a la aplicación triple de impuestos energéticos (gas, electricidad y CO<sub>2</sub>) que eliminan la retribución por mayor eficiencia y contribución a las redes, razón de ser de la cogeneración, están llevando al declive a una de las tecnologías más eficientes para el país y para su industria.

La cogeneración es una actividad transformadora con elevados costes operativos en combustibles, impuestos y personal especializado. Las empresas cogeneradoras ignoran qué retribución tendrá la electricidad que están produciendo ahora, no pudiendo estimar cómo cerrarán cada año ni presupuestar el siguiente. Los órganos de administración de las industrias -muchas de ellas multinacionales-, solicitan evaluaciones económicas de la reforma energética para sus plantas que sus departamentos no pueden realizar, incluso ni saben si deberán devolver parte de los menguados ingresos por ventas “a cuenta” con plazos inciertos, ya que la reforma está pendiente de desarrollo y posterior ejecución.

El sector cogenerador urge al Gobierno una explicación clara de la reforma eléctrica, medidas, plazos y objetivos que ésta contempla para la cogeneración y su industria asociada. Esto solo será posible si se desarrolla la regulación pendiente de forma acertada para la cogeneración, una actividad que conlleva particularidades (diversidad de aplicaciones, riesgo, eficiencia, inversiones, acceso a redes, servicios a industria, horas funcionamiento, titularidades, desarrollo histórico, etc.) que hacen realmente compleja la aplicación del novedoso esquema retributivo.

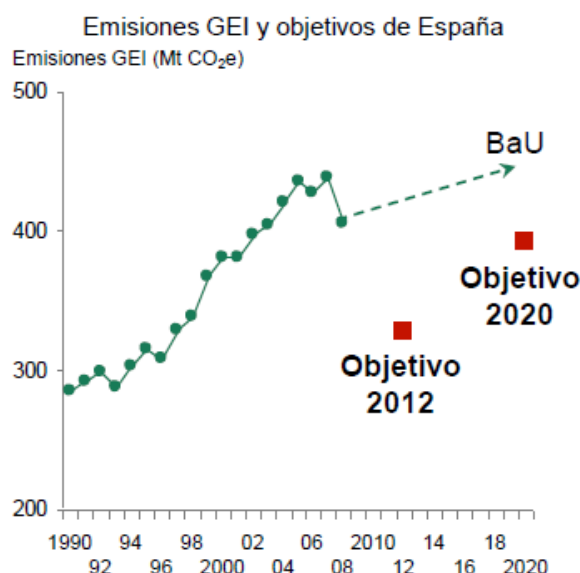
### *2.2.1.3 Entorno medioambiental*

Un proyecto tecnológico asociado a la eficiencia energética, va intrínsecamente ligado a la preocupación medioambiental, por el efecto que el uso de los combustibles y la

actividad desarrollada puede ejercer en el entorno ambiental próximo y la salud de la sociedad, así como al conjunto ambiental del planeta. Precisamente, esa preocupación por los efectos de las actividades humanas ha ido propiciando la concienciación social y política de los países.

Por tanto fue conveniente establecer en firme una serie de directrices y limitaciones medioambientales para frenar el cambio climático (del que el 95% de los científicos afirma ser provocado por actividades humanas) y así reducir las emisiones de gases efecto invernadero que destruyen la capa de ozono y modifica el equilibrio de las condiciones biológicas de tantos ecosistemas y climáticas de todo el planeta. Así es como se llega a la promulgación del Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático de 1997 y ratificado en 2005 por la mayoría de los países industrializados como un acuerdo internacional de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Con el Protocolo de Kyoto, España podía llegar a producir hasta un 15% de emisiones más de GEI respecto a 1990, aunque con el crecimiento económico en esos años y la mayor demanda energética y del transporte enseguida se sobrepasó dicho límite, alcanzando en 2005 un 62% más; actualmente, este valor ha descendido desde 2007 hasta 2011 a un 25,4%<sup>14</sup> debido al triunfo de las energías renovables y cogeneración y al parón del sector de la construcción y de la menor actividad industrial provocado por la crisis. Según la Comisión Europea, el desarrollo de la cogeneración se pretendía no emitir 120 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2010, y espera evitar 250 millones en 2020.



**Figura 15. Emisiones GEI y objetivos de España. Fuente: [3]**

<sup>14</sup> Emisiones. Síntesis de resultados de la Edición 1990-2011. Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España, 2013.

Mediante el Comercio de derechos de emisión, con los que se controla de forma administrativa las emisiones de los GEI, se consigue de forma retributiva que los países limiten sus actividades contaminantes. Las emisiones de los gases más importantes son las de la siguiente tabla.

Contaminante	Turbina de gas	Motor de gas	Motor Fuelóleo	Ciclo combinado	Central convencional de gas	Central de Carbón
NO <sub>2</sub>	1,9	0,8	7,2	1,9	6,6	3,4
SO <sub>2</sub>	-	-	3	-	-	15
CO <sub>2</sub>	280	240	530	280	470	1200
CO	0,1	1,5	1,6	0,1	0,1	1,0

**Tabla 2. Emisiones de plantas de cogeneración y tradicionales, g/kWhe. Fuente [2]**

El sector energético es el mayor responsable del conjunto de las emisiones, que en 2012 representó el 78% del total. Las emisiones más importantes se deben a la generación de electricidad (23,5%) y al transporte por carretera (21,7%). El sector eléctrico es donde hay más posibilidades de reducir las emisiones y a un menor coste. Las energías renovables en España han evitado en 2012 la emisión de 38 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> y cerca de 200 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> durante el periodo 2008-2012.

La producción de energía eléctrica por cogeneración en el año 2020 que había sido prevista en el PAEE de 2011 es del orden de 55.000 GWh.

El ahorro de energía primaria asociado a la cogeneración en España, previsto para el año 2020 respecto a la situación del año 2007, es de 1.698,8 ktep.

Tipo de ahorro (en ktep)	2016	2020
Ahorro energía primaria por instalación nuevas cogeneraciones	971	1.430
Ahorro energía primaria por modernización cogeneraciones existentes	170	268
<b>Total</b>	<b>1.141</b>	<b>1.699</b>

**Tabla 3. Ahorro de energía primaria previsto en cogeneración en 2016 y 2020 [4]**

Desde el punto de vista de este estudio, la cogeneración y la búsqueda de la mayor eficiencia de los equipos de la planta a instalar suponen una contribución directa de ayuda a la reducción de emisiones de GEI respecto a la misma cantidad de energía generada con otro tipo de plantas tradicionales más contaminantes. Esto es posible debido tanto a una tecnología madura y versátil como aquella con la que ya cuenta la cogeneración y que además ha permitido alcanzar rendimientos de alto nivel. Es por ello que se puede decir que implementando más esta tecnología se contribuiría a contrarrestar los efectos desastrosos con los que medioambientalmente convivirá ya el

planeta durante 100 años, pues entre el 15% y el 40% del CO<sub>2</sub> emitido permanecerá irremediablemente en la atmósfera, el nivel del mar puede ascender entre 26 y 82 centímetros y que la temperatura media aumente hasta 4,8 grados para 2100<sup>15</sup>.

Por parte de España, se ha enviado un informe<sup>16</sup> a la Comisión Europea que analiza la emisión de GEI y las prevé para el periodo 2011 – 2030, de manera que se hace este cálculo como medida informativa para el control de los contaminantes soltados a la atmósfera en función de distintos sectores, y respecto a este proyecto podría ser significativa la parte que estima la demanda de combustibles en el sector energético y en el sector servicios, como hospital público.

En cuanto al panorama meramente nacional, el gobierno de la nación ha tomado medidas en el Sector Eléctrico desde que suponen un retroceso directo en el compromiso del trabajo de reducción de emisiones, desde el RDL 1/2012, y especialmente con las medidas tomadas en 2013 para la reducción del déficit tarifario, en contra del cumplimiento de la Directiva 2009/28/CE, que dicta que España deberá conseguir antes de 2020 producir el 20% de energía con fuentes renovables. Las asociaciones medioambientales están en contra de dichas medidas, pues alegan que no supondrán la garantía de sostenibilidad del sistema eléctrico a largo plazo, sino que está apartando las energías renovables sólo para el favorecimiento de las grandes compañías eléctricas<sup>17</sup>.

Sin embargo, las medidas son necesarias para que tanto desde el sector residencial y servicios, así como desde el industrial, se reduzcan los consumos de energía final consumida, lo cual reduciría determinadamente las emisiones de GEI. El siguiente gráfico define que en el sector de la edificación tanto residencial como servicios, donde puede considerarse un hospital, hay suficiente energía cuyo consumo optimizado sería beneficioso medioambientalmente.

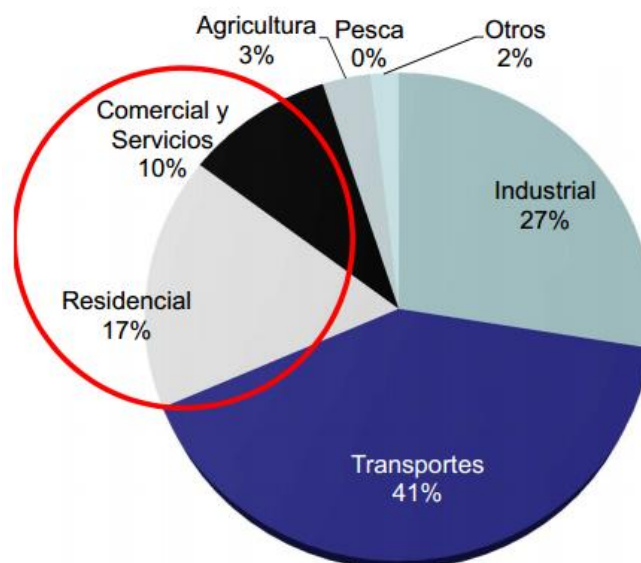
---

<sup>15</sup> Fuente: “Climate Change 2013: The Physical Science Basis”, Working Group I Contribution to the IPCC (Grupo Intergubernamental del Cambio Climático) Fifth Assessment Report. Suecia, septiembre de 2013.

<sup>16</sup> Comunicación de España a la Comisión Europea Artículo 3.2.(b) de la Decisión 280/2004/CE

<sup>17</sup> Fuente: Greenpeace España.





**Figura 16. Distribución sectorial de la energía. Fuente: COGEN. 2007.**

#### *2.2.1.4 Entorno social*

Socialmente, se utilizan con frecuencia en ámbitos cotidianos los términos eficiencia, sostenibilidad, ahorro energético, etc., y lo relacionado con las energías renovables en general. Pero existe aún desconocimiento sobre tecnologías como la cogeneración que resultan fundamentales para mejorar las condiciones energéticas de la población.

Posiblemente, uno de los motivos de dicha ignorancia es que a la cogeneración le ha tocado convivir con el auge de las renovables, lo cual se traduce en pérdida de oportunidades de recibir mejores subvenciones. Pero no solo eso, pues cuando un empresario o inversor quiere invertir en eficiencia, la cogeneración suele estar en segundo plano debido a esa falta de motivación desde la administración y de no expandir las bondades a nivel tecnológico para los ciudadanos.

La cogeneración tiene un papel muy importante frente a las renovables, las cuales necesitan implantarse en grandes áreas, generalmente rurales o alejadas de los núcleos urbanos (a excepción del ámbito de la edificación), y se trata de su uso en las ciudades donde generalmente la falta de espacio juega un papel muy importante. En el entorno hospitalario, el espacio disponible para una planta de cogeneración siempre es posible, así como en numerosos centros de salud o clínicas privadas que cuenten con espacios reducidos que para otra tecnología no serían suficientes.

Conjuntamente, al adaptarse a los espacios disponibles que pueda haber con módulos de cogeneración, motores o turbinas, la energía producida a nivel local en suma sería la equivalente a una gran central de producción de potencia, lo que ahorraría la construcción y el terreno público para la misma, pudiendo ser destinado por los ayuntamientos para otros fines de necesidades sociales.

La cogeneración es un sector necesario en la sociedad porque es creador de empleo, que cuenta con 13.000 puestos de trabajo y en ascenso, ya que se necesita la mano de obra de personal cualificado directo para la ingeniería y la ejecución, así como el posterior mantenimiento e indirectamente por parte de las empresas proveedoras de material u otros cometidos administrativos.

Sin embargo, es la propia legislación la que no está ayudando a la expansión de este sector, pues las medidas adoptadas en 2013 no sólo parecen impopulares por las consabidas subidas de las facturas eléctricas, sino que al escindir de la dirección que señala la Directiva 2009/28/CE y dejar de apoyar las Renovables (tras una década en la que se han visto con todo tipo de facilidades y subvenciones de primas), resulta desconcertante para la población el objetivo de la aplicación de dichas medidas, a pesar de que el gobierno afirme que son necesarias para la reducción del déficit tarifario (pues a pesar de las medidas ni siquiera se ha logrado reducir lo que afirmaba), pues se está quitando competitividad al conjunto del sector eléctrico.

De hecho, desde distintas asociaciones se urge a que se replantee el paquete de medidas adoptadas, que son rechazadas desde las mismas, como APPA y Greenpeace, pues afirman que el empuje a las renovables y al régimen especial promueve y crea puestos de empleo en mayor medida.

Por otro lado la cogeneración y las energías renovables ayudan decisivamente al conjunto de producción energética, lo que contrarresta la actual dependencia energética del exterior y además promueve una imagen de eficiencia y respeto ecológico que beneficia a muchas empresas, y en el sector hospitalario eso se traduce en una imagen de mayor imagen de bienestar de los pacientes que recibe, algo siempre positivo en una época de crisis en el sector sanitario debido a los recortes y a las privatizaciones que desamparan la calidad de vida de los pacientes.

#### *2.2.1.5 Entorno hospitalario*

Los hospitales son complejos singulares por su consumo energético 24h/365d y su gran extensión en superficie y ocupación. Los diseños de hospitales tienen una esperanza media de vida de unos 50 años que puede alongarse a través de continuas reformas y adaptaciones tecnológicas para su explotación. Debido a ello, un hospital debe gozar de flexibilidad para incorporar las nuevas tecnologías desde su implantación al tratamiento de los pacientes, habilitando áreas muy especializadas y previendo nuevas necesidades en el medio y largo plazo. Esto es porque se desarrollan multitud de actividades que evolucionan a gran velocidad y por esto hay que prever medidas que aprovechen al máximo lo que un hospital ofrece, tanto físicas (diseño de envolventes que aíslen mejor térmicamente y mantengan temperaturas controladas) como de planificación de las actividades (mediante uso de software que las integre).

Por otro lado, la concepción tradicional de hospital está cambiando porque la sociedad exige mayor privacidad, de manera que se está instaurando la dirección hacia un hospital con habitaciones individuales, lo que se acerca más al concepto de hotel.

El aumento del consumo de energía y los notorios costes de la misma han dado lugar a la búsqueda de una solución como la eficiencia energética que supone una problemática continua en la labor de adecuación y optimización para los planificadores de los nuevos hospitales, así como para los gestores de los ya existentes. El objetivo es reducir las demandas energéticas y, por tanto, ahorrar en costes de funcionamiento, sin que se ponga en riesgo el confort o la calidad de los servicios a los pacientes y personal.

El ACS y la calefacción suelen producirse con combustibles fósiles, mientras que todo lo relativo a luces y ventilación se genera con electricidad, y el conjunto de estos conceptos representa el 75%<sup>18</sup> del consumo de energía del hospital.

Por tanto, los hospitales deben atender a constantes e importantes cambios evolutivos en sus actividades y en su demanda energética, que deben reducirse y ser más eficientes tal y como apuntan normas europeas como la Directiva 2009/28/CE y la Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de abril de 2006 sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos para antes del 2020 mediante el aprovechamiento de energías renovables y tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración.

### 2.2.2 Potencial y barreras al desarrollo de la cogeneración

Tal y como se aborda en los apartados “Cogeneración en España” y de los Entornos actuales, queda mucho por aprovechar de esta tecnología en actividades tales como hospitales, sector hotelero, residencial, alimentación etc. Pero uno de los aspectos más reseñables es que la cogeneración ahorra al país más de 1.250 millones de euros al año, un 6% más de ahorro que hace dos años.

El IDAE realizó en 2010 un estudio con las previsiones hasta el 2020 del potencial de cogeneración en el sector terciario y residencial, considerando las demandas térmicas y las mejores opciones tecnológicas para tratar de conseguir resultados en eficiencia energética por el ahorro de energía primaria. Los potenciales que podrían conseguirse se muestran en las siguientes tablas.

Actividad	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (Mwe)	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (Mwe)	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (Mwe)
Año	2010		2015		2020	
Residencial	21.720	6.531	25.548	7.682	26.261	7.896
Sector terciario	5.567	1.494	6.548	1.758	6.731	1.807
Total	29.297	8.025	34.111	9.440	35.012	9.703

Tabla 4. Potencial en sectores terciario y residencial 2010 – 2015 – 2020.

Fuente: [5]

<sup>18</sup> Fuente: Saving Energy Energy Efficiency in Hospital. CADDET report 2005.

En términos generales la potencialidad<sup>19</sup> es de un 48% para el sector secundario y de un 97,3% en el caso de actividades domésticas y comerciales. Todos estos datos se traducen en un potencial que aún no ha sido explotado de unos 5.195.MWe en el sector secundario y de 6.240 MWe para el ámbito doméstico y comercial.

De los datos de la tabla 4 se infiere que el potencial total en 2020 podría ser de 9700 MWe, mayoritariamente en el sector residencial en un 81%. Este potencial contempla una gran generación de negocio especialmente para potencias menores a 1 MW, pero que está supeditado a la existencia de incentivos legislativos que a día de hoy han sido suprimidos temporalmente en su mayoría. Esta posibilidad permitiría la implantación de las pequeñas cogeneraciones no solo en viviendas, sino en hospitales, centros médicos, oficinas, etc. gestionados por empresas de servicios energéticos (ESE) que vendan al usuario final la energía térmica.

El problema fundamental de planear instalar cogeneración para pequeños consumidores de demanda térmica reside en la temporalidad de la demanda, pues la calefacción y el ACS varían de forma muy marcada con la climatología. En estos casos se hace necesario disponer de acumuladores de agua caliente para conservar la mayor parte de la energía recogida en la misma y suministrarla cuando la demanda es superior. Las horas de utilización de los equipos es determinante al evaluar si se rentabilizan las instalaciones, por lo que siempre es necesario un análisis técnico-económico a medida para optimizar la solución.

#### *2.2.2.1 Barreras administrativas*

Teniendo en cuenta que el sector eléctrico es explícitamente un entorno complejo, los tramites administrativos y las trabas que han de superar aquellos inversores o empresas potenciales para instalar cogeneración dificultan aún más el desarrollo del sector. No hay más que echar un vistazo al reciente RD 1/2012 con el que se suspendieron los procedimientos de las preasignaciones de retribución de régimen especial para nuevas plantas de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, donde las que se quedaron sin saber a qué subterfugio administrativo recurrir no sólo fueron las recién concebidas, sino las que ya tenían una gran parte de la instalación casi terminada y aún no habían completado los trámites burocráticos de preasignación, que tuvieron que paralizar en seco sus avanzados proyectos y sufrir el carácter retroactivo del real decreto.

Añadidos a esta variable de retroactividad existen dificultades administrativas de importancia capital para el impulso de la cogeneración:

---

<sup>19</sup> Fuente [5]: Habría que mencionar también un 80% en el caso de plantas cogeneradoras para tratamiento de residuos, que equivalen a unos 1.671 MWe.

- El registro de pre-asignación de potencia añade dificultad burocrática y no se justifica como control especulativo, dado que el potencial de cogeneración es acotado por requerir la existencia de una demanda de calor útil.
- Existe ambigüedad, y aplicación desigual por comunidades autónomas, en los criterios de aplicación del incentivo a la renovación.
- El acceso al punto de red tiene una dificultad específica para el cogenerador, que se une a las trabas de algunas distribuidoras a la aceptación de soluciones que permitan la operación en isla.
- La gestión de la cogeneración tiene una complejidad creciente, lo que hace necesario facilitar el desarrollo de las ESCO para su crecimiento.

### 2.2.2.2 Barreras económicas

Uno de los peligros a los que está sometido el sector es que los precios de la energía primaria sean tan altos que aboquen al cierre de plantas e industrias. Hay tres aspectos que determinan esta problemática:

1. El no reconocimiento de la sustancial influencia del valor variable del combustible primario (en este proyecto hablaríamos de gas natural) como sobre coste sobre el precio de tarifa que han de vender al mercado, con lo que puede hacer peligrar el nivel mínimo aceptable de rentabilidad.
2. La falta de retribución de la venta de electricidad en régimen especial (como antes del RDL 1/2012) hace que muchas plantas no puedan recuperar su inversión al no haber sido dimensionadas para un escenario de autoconsumo, que es la única salida que ofrece ahora el Gobierno. Además, promueve a que no merezca la pena generar y verter electricidad a la red porque se paga a precio de mercado.
3. España es la única nación mediterránea que entre 2009 y 2012 incrementó sus costes eléctricos en más de un 25%. Además, se han continuado los obstáculos a la generación con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. En consecuencia, el aumento del coste de la electricidad agrava aún más el problema de que el proyecto económico sea recuperable. Es más, ahora las cogeneradoras tratan de comprar la menor cantidad de energía eléctrica, buscando minimizar los momentos de falta de flujo eléctrico en la actividad. Sumado a lo ya dicho sobre la falta de retribución, hace que las actividades cogeneradoras tengan que ajustarse más de lo que algunas son capaces a un equilibrio casi imposible entre ingresos y costes. Los datos indican que del 20 al 30 % de las instalaciones de cogeneración se han paralizado debido a que ni siquiera se cubren los costes propios de la actividad.

En otros términos, la actual discriminación en función de la potencia instalada mediante saltos discretos (menores a 1 MW, 1MW- 10 MW, mayores de 10 MW) provoca en algunas situaciones la elección de una solución técnica que se dirige a economías no siempre óptimas en cuanto a ahorro de energía primaria. Esto se manifiesta sobre todo en el salto de 10 MW a valores de potencia superiores.

En cuanto a la instauración de los soportes económicos, las leyes mencionan que se conceden en base al ahorro de energía primaria y de emisiones a la atmósfera, además de teniendo en cuenta la tensión de interconexión. No obstante, la cuantificación de estos efectos no es transparente, por lo que es complicado diferenciar la parte referente al soporte que busca promocionar la cogeneración de la parte que internaliza los costes externos de la producción distribuida y del ahorro de energía primaria. Distinguir los costes externos daría seguridad a los inversores, ya que supondría reconocer una parte retributiva y no de soporte transitorio o arbitrario.

La cogeneración tiene un nivel de riesgo elevado y específico que se refleja tanto en los requisitos de tasas de retorno como en las exigencias de *pay-back*, y que no se reflejan en la retribución:

- La cogeneración añade el riesgo de la empresa cliente a otros riesgos comunes a otras tecnologías generadoras (riesgos de mercado, operación, regulatorio, etc.).
- Plazos típicos de *pay-back* de proyecto de 6-9 años son excesivos para sectores con riesgo superior.
- Parece necesario un ajuste de las tasas de retorno y la velocidad de recuperación de la inversión, que permita el desarrollo de la nueva cogeneración y remplazo de la ya existente.

La inexistencia de incentivos para la cogeneración de más de 50 MW impide la realización de un potencial significativo con un impacto positivo para la mejora de la eficiencia energética. Dicha evidencia es contraria al espíritu de la directiva europea de cogeneración (2004/8/CE) que establece que se garantizará "que el apoyo a la cogeneración se base en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria".

En cuanto a un número significativo de la nueva cogeneración (la cogeneración marginal) tiene un atractivo para el inversor (retorno vs. riesgo) peor que el implícito en las primas de la ley:

- Empeoramiento de la rentabilidad vinculada a escalas no eficientes, menores niveles de funcionamiento, riesgos específicos, etc.
- Las nuevas cogeneraciones con potencias entre 1-25 MW parecen estar afectadas en mayor medida por esta rentabilidad limitada.

Por último, hay que recordar que grandes partidas presupuestarias se están destinando a pagar el déficit de tarifa eléctrica, un déficit cuyos mayores beneficiarios están siendo los bancos que compraron la deuda, habiendo asignado un interés demasiado alto que se ha convertido en una deuda nacional que resulta que están destinados a pagarla todos los contribuyentes de España. De haber sido de otro modo, la deuda de miles de millones de euros podría haber sido sensiblemente menor y haberse utilizado la recaudación de las arcas del Estado en otros ámbitos de necesidad social (dentro del contexto de estar buscando soluciones que benefician a la sociedad y ahorren costes, unas máximas de la filosofía de la cogeneración) o en unas mejores condiciones de rentabilidad mínima en el régimen especial, y concretamente que permitan la subsistencia del sector cogenerador sin condenar el capital del inversor.



### 2.2.2.3 *Barreras financieras*

Las circunstancias actuales de crisis económica han propiciado dificultades de acceso y encarecimiento de la financiación, tanto para compañías industriales como para los promotores, que reducen adicionalmente la rentabilidad de los nuevos proyectos.

Adicionalmente, se han arrastrado hasta ahora las ineficiencias de rentabilidad que muchas instalaciones renovables, especialmente las fotovoltaicas, supusieron ante la financiación que se les brindó, negando la parte proporcional de las partidas presupuestarias que la cogeneración podría haber recibido unilateralmente de no haber estado ligada al mismo conjunto que ellas.

### 2.2.2.4 *Estancamiento por incertidumbre legislativa*

Una de las cuestiones fundamentales en torno a la cual la cogeneración no ha tenido un desarrollo continuo durante los últimos años es por qué no se ha promulgado una normativa legal propia separada de la de energías renovables<sup>20</sup>. Esta permitiría una autonomía legislativa fehaciente centrada en las necesidades del sector y garantizaría la rentabilidad de los proyectos de los inversores, sin tener que verse estorbada por las limitaciones características a las que se somete el ámbito de las renovables.

No sólo no se arroja desde el ministerio de industria una justificación ante la cuestión de la no segregación de las EERR, sino que este obstáculo se añade a la transitoriedad de los marcos legal y económico comenzados por el RD 2818/1998 y cuya situación fue degradándose con los siguientes RD 436/2004, RD661/2007 y sucesivos hasta la Ley del Sector Eléctrico de 2013. Los cambios legislativos desde el pasado 2012 de carácter retroactivo han minado contundentemente las posibilidades de crecimiento del sector al hacerse plantear a los inversores la estabilidad de la ley que sustenta el sector, y por ese motivo, desde las asociaciones y corporaciones del sector de la cogeneración<sup>21</sup> se ha estado solicitando al gobierno la reestructuración de las publicaciones en favor de una ley que sea más justa y comprometida con el rumbo marcado por Europa de la que España se está alejando inexorablemente.

Por último, como otro asunto con incertidumbre sobre el marco regulatorio, se tienen las asignaciones futuras de derechos de CO<sub>2</sub> y el marco retributivo al respecto. Evidentemente supone un importante freno para el desarrollo de la cogeneración.

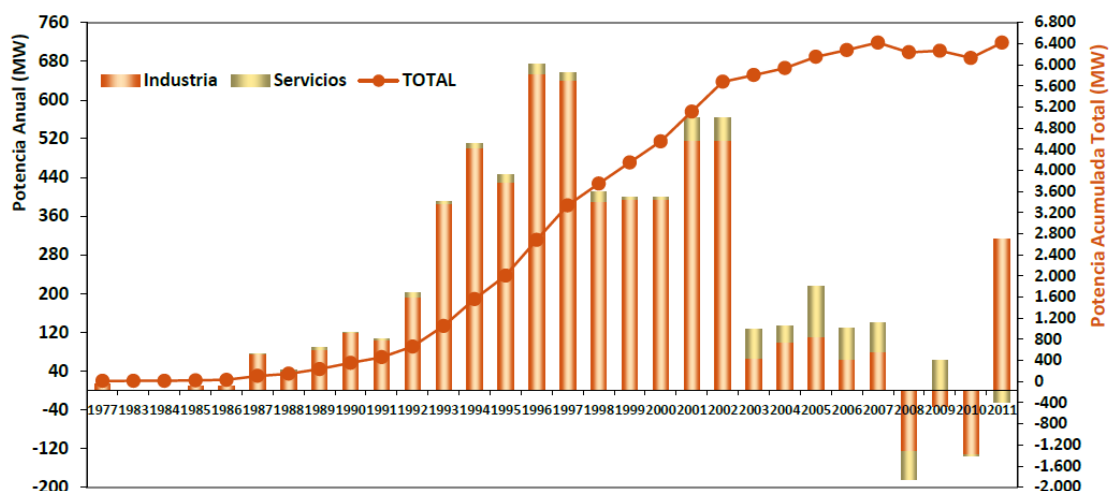
---

<sup>20</sup> El Régimen Especial comprende el conjunto de energías renovables, cogeneración, minihidráulica, RSU... La normativa referente al RE contempla limitaciones en cuanto al sistema retributivo que no debieran ser extrapolables a cada tecnología por igual (por ejemplo, la energía fotovoltaica conlleva unos altísimos costes y baja producción respecto a otras tecnologías menos costosas y más productivas, como la cogeneración o la eólica).

<sup>21</sup> ACOGEN, COGEN España y empresas de actividad realizada con cogeneración.

### 2.2.3 Cogeneración en España

La potencia de cogeneración instalada en España, según el último informe publicado<sup>22</sup>, es de 6.417 MW como suma de un total de 730 instalaciones, desde que se inició en 1982 la construcción de plantas de cogeneración. La evolución nacional, en los dos sectores de implicación, es la mostrada en la siguiente figura:



**Figura 17. Potencia Instalada de cogeneración anualmente en España.**

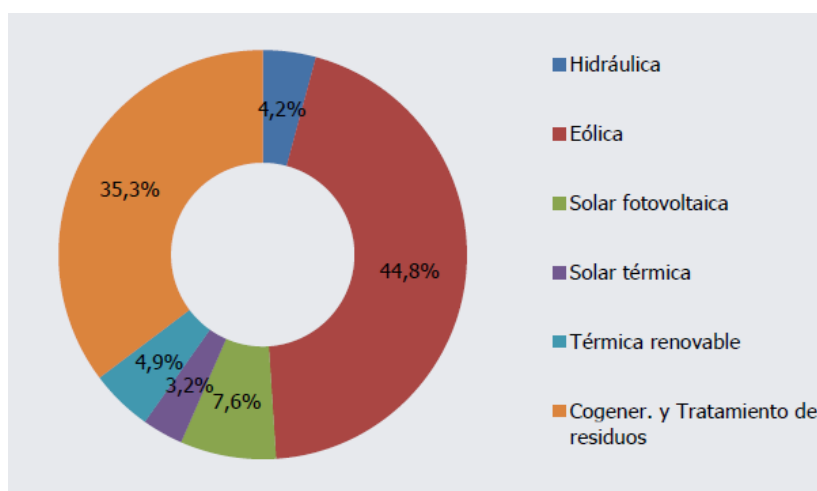
Fuente: IDAE/MITyC.

Como puede observarse, la tendencia a instalar más plantas indica que el potencial iba al alza (y que el descenso se sabe que es provocado por cuestiones normativas), por lo que es claramente exponencial la capacidad de implantación. Es a partir de principios de la década pasada cuando el sector servicios no sólo empieza a instalar mayor potencia sino que adquiere un peso mayor que antes, casi del 50% respecto a la industria, la cual deja de crecer. Por otro lado, en los últimos años, se observan valores negativos de crecimiento debido a que la crisis ha provocado que muchas plantas no fueran rentables para funcionar y han dejado de estar operativas. Aunque el año 2012 no aparece, la estimación es negativa (con un volumen negativo mayor que la bajada de 2008) tras el efecto legislativo del RDL1/2012, que dejaba fuera además a las nuevas plantas a punto de comenzar su andadura que tenían autorización administrativa pero no estaban inscritas en el “Registro de preasignación”.

El conjunto del mix energético en España ha estado tradicionalmente liderado por otras tecnologías como las que realizan combustión convencional, energía hidráulica, energía nuclear y, más recientemente pero en menor medida, las energías renovables. Pese a estar implantándose desde hace más años que estas últimas, la cogeneración tiene una presencia dentro del régimen especial limitada y más bien desconocida para la opinión pública pese a su potencial.

<sup>22</sup> Realizado en 2012 por el Instituto IDAE sobre estadísticas del año 2011.

En cuanto a producción eléctrica en régimen especial, se consiguieron 102.191 GWh<sup>23</sup>, de los que el 38,4% pertenecen a cogeneración y el 61,6% restante a energías renovables.



**Figura 18. Estructura de la producción del régimen especial en 2012 (%).**  
Fuente: UNESA y REE

Además, 2012 se caracterizó en términos de producción de Régimen Especial (renovables y cogeneración) por un incremento del 10,4 %, especialmente debido por las nuevas instalaciones de producción termosolar.

Según el balance de las asociaciones<sup>24</sup> del sector en 2013, este año pone de manifiesto una evidente regresión en la evolución del sector, que incluso a partir de julio sufre un desmantelamiento de potencia instalada a un ritmo del 12%.

Mill. kWh/año	2012	2013	%
Energía eléctrica producida	34.300	32.400	-5,5%**
Energía eléctrica exportada	26.909	24.710	-5,5%
Potencia MW	6.190*	6.033*	
Nº de instalaciones	1.033	999**	

\* CNE Potencia Equivalente con inscripción Enero-2012 y Agosto 2013.

\*\*Desde julio de 2013 la producción se desploma a un ritmo del 12%.

\*Previsiones

**Figura 19. Balance de la cogeneración 2013. Fuente: ACOGEN.**

<sup>23</sup> FECYT, informe sobre Energías Renovables, datos de 2010.

<sup>24</sup> ACOGEN, Asamblea Anual, 20 de noviembre de 2013.

Un dato relevante es que la cogeneración evitó en 2009 un gasto para España de 1.500.000 de toneladas equivalentes de petróleo, y gracias a ello, se redujeron en un 2% las importaciones energéticas ahorrándose más de 13 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> emitido<sup>25</sup>.

Es relevante el dato sobre que la cogeneración supone un 6% más de ahorros que hace dos años, recientemente aportado<sup>26</sup>, y por tanto ahorra al país más de 1.250 millones de euros al año (70 millones de euros al año más que hace dos años.)

Concretamente en la Comunidad de Madrid se alcanzaban 205 MW, lo que supone tan solo el 3,2 % de la producción nacional cogeneradora, en 10ª posición de las 17 comunidades autónomas, pero muy alejadas de los máximos 20,5 % en Cataluña y 15,2 en Andalucía.

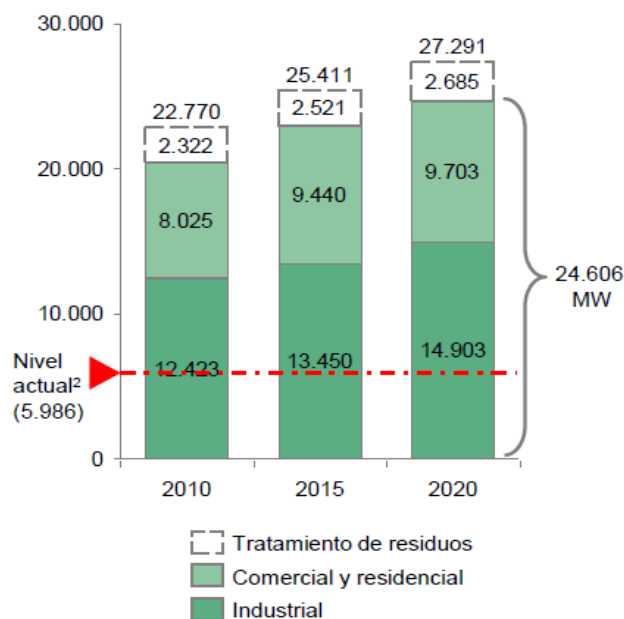
Estos datos arrojan la reflexión de que la cogeneración debería acrecentar más su presencia en Madrid, como provincia de gran tejido industrial y terciario, que debería ser mayor referente en pro de la eficiencia nacional. Y es que, lejos de crecer en inversión de cogeneración, entre los años 2011/2010 Madrid tuvo un crecimiento negativo con un 12,3% menos de plantas instaladas respecto al ejercicio del año anterior. La producción eléctrica que se alcanzó fue de 978,8 GWh que suponía el 2,8% de la producción nacional, con un volumen total constituido por más de 34.600 GWh.

Según los expertos, el potencial nacional de desarrollo de la cogeneración está alrededor de 25.000 MW y sin embargo no se ha llegado a cumplir la cifra de 8.400MW instalados estipulada por el plan E4, mientras que si comparamos con el resto de países de Europa, éstos han visto crecer su cogeneración en mayor proporción. En cuanto a potencial según actividad sectorial, la figura 20 indica que se está lejos del objetivo de aprovechamiento estimado, pero la parte positiva es que tienen cabida numerosos proyectos de cogeneración.

---

<sup>25</sup> Fuente: Foro de debate sobre Energías renovables, Innovación y Eficiencia Energética. José Javier Rodríguez. ACOGEN

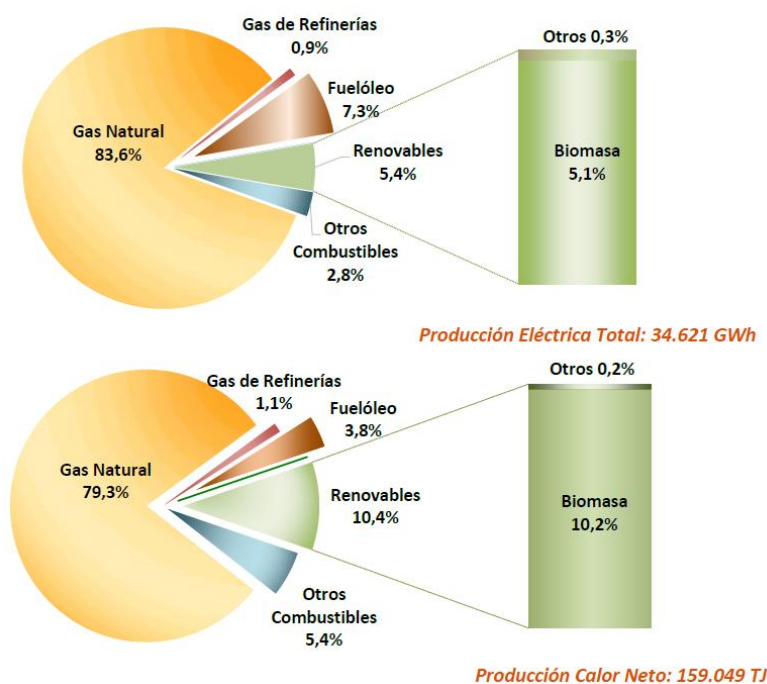
<sup>26</sup> Acogen. Nota de prensa, Madrid a 11 de abril de 2013. Datos actualizados Estudio BCG.



**Figura 20. Potencial tecnológico de cogeneración (MW).**

Fuente: [3]

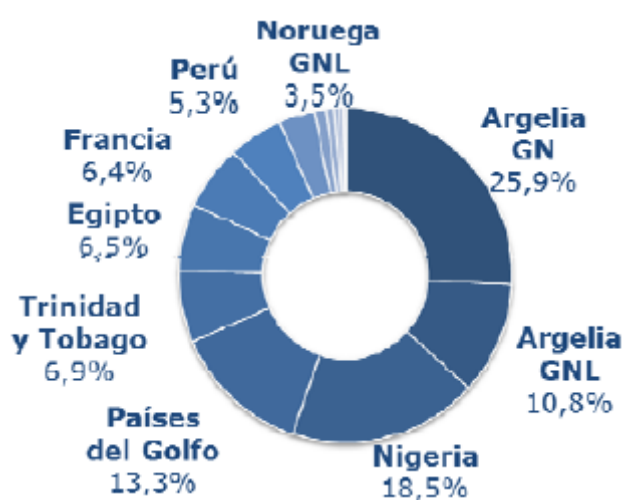
Para intentar dar explicación a por qué la cogeneración no se implanta más, podría aducirse que en España el consumo energético proviene de otras fuentes de energía, pero curiosamente la producción eléctrica y la térmica se nutren de 4/5 partes de gas natural como materia prima de los combustibles utilizadas en las plantas generadoras, como puede observarse en el siguiente gráfico sectorial de producción total eléctrica y térmica por tipo de combustible. No obstante, la fracción correspondiente al sector cogenerador es sensiblemente baja.



**Figura 21. Estructura de la producción eléctrica y de calor según tipo de combustible. Fuente: Paner IDAE**

En cuanto a la procedencia del gas natural que importa España, el sistema gasista español dispone de uno de los suministros más seguros y competitivos de Europa. Como se observa en la figura 22, hay diversidad de fuentes de procedencia, en concreto 13 países, lo que reduce el riesgo de falta del combustible ante conflictos diplomáticos o bélicos en los países de origen. Además:

- El 66% es GNL (gas natural licuado, de fácil transporte hasta los centros regasificadores cerca dl consumo y 600 veces menor volumen que el no licuado)
- cuenta con 6 plantas de regasificación
- se dispone de almacenamientos subterráneos



**Figura 22. Procedencia del gas importado en España en 2011. Fuente: Enagás GTS**

En el sector servicios y terciario, en el que se engloba la actividad hospitalaria de este proyecto, se producen 3.820 GWh eléctricos (11% de todas las actividades de cogeneración) y una producción neta de calor de 3.150 GWh (el 7,13%), gracias a un consumo de combustible de 10.833 GWh (9,3%) en total.

Entrando en detalle para el régimen especial sobre producción comparada entre 2012 y 2013, se observa en la tabla 5 que de todos los tipos la única tecnología que ha tenido un decrecimiento ha sido la térmica no renovable (siendo el 90% cogeneración).

	Potencia MW	Septiembre 2013		Acumulado anual		Año móvil	
		GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	2.056	299	50,6	5.455	63,1	6.755	53,4
Eólica	22.707	3.261	-17,2	39.549	13,2	52.734	13,4
Solar fotovoltaica	4.431	773	17,4	6.836	4,6	8.130	3,1
Solar térmica	2.150	515	39,8	3.647	26,3	4.203	30,2
Térmica renovable	963	395	5,9	3.859	10,3	5.107	9,9
Térmica no renovable	7.121	2.486	-9,3	24.468	-1,5	33.116	-0,2
<b>Régimen especial</b>	<b>39.428</b>	<b>7.730</b>	<b>-6,6</b>	<b>83.813</b>	<b>10,2</b>	<b>110.044</b>	<b>10,2</b>

**Tabla 5. Producción comparada sobre régimen especial entre 2012 y 2013.**  
Fuente: REE

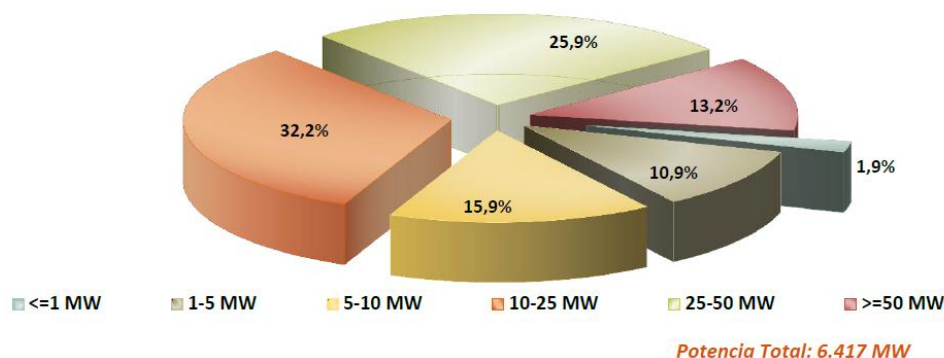


Según las tecnologías instaladas por las plantas de cogeneración, la tabla siguiente distingue las de motor de combustión interna como la más utilizada y la que mayor energía aporta, especialmente en electricidad.

Tecnología	Nº de unidades	Potencia Eléctrica Total (MW)	Producción Eléctrica Total (GWh)	Producción de Calor Neta (TJ)	Consumo de Combustible (TJ)		
					Imputable a calor	Imputable a electricidad	TOTAL
Ciclo Combinado	37	1.359,4	8.563,1	38.410,9	49.333,5	55.946,3	105.279,8
Motor de Combustión Interna	555	3.097,0	14.606,0	42.486,7	49.901,8	95.791,3	145.693,1
Turbina de Gas con Recuperación de Calor	96	1.162,2	6.999,1	40.866,6	47.045,0	44.705,8	91.750,9
Vapor: Turbina a Contrapresión	29	520,0	2.669,0	26.802,3	32.966,3	18.148,2	51.114,5
Vapor: Turbina de Condensación	12	277,8	1.782,9	10.475,0	12.173,8	12.968,8	25.142,6
Varios	1	0,5	1,1	8,0	9,4	7,5	17,0
<b>TOTAL</b>	<b>730</b>	<b>6.416,9</b>	<b>34.621,3</b>	<b>159.049,5</b>	<b>191.429,8</b>	<b>227.568,1</b>	<b>418.997,9</b>

**Tabla 6. Tecnologías instaladas por las plantas de cogeneración. Fuente: Paner IDAE**

En el siguiente diagrama puede observarse una distribución de las instalaciones según la potencia instalada de cada planta. El rango en que se incluye este proyecto sería el que comprende entre 1-5 MW.



**Figura 23. Distribución de las instalaciones según potencia instalada de cada planta Fuente: Paner IDAE**

En cuanto a incentivación tecnológica de la cogeneración en España, el uso del biogás, de la biomasa y los RSU con un alto potencial pendiente, contribuirían a aumentar la utilización de la cogeneración al ser tecnologías que utilizan medios renovables<sup>27</sup>. El potencial de generación de biogás en España se calcula en unos 1,8 Mtep, sobresaliendo el agroindustrial que aporta el 78% de este potencial; en cuanto al potencial para biomasa se sitúa en torno a 88 millones de toneladas de biomasa primaria en verde, con unos 535MW ya instalados; finalmente, es también significativo el aumento de los usos

<sup>27</sup> La cogeneración está presente a través de estas tecnologías en el plan PER 2011-2020 (Plan Energías Renovables) de forma que, colaborando con los recursos renovables, la sinergia en eficiencia y ahorro de emisiones es enormemente considerable para el cumplimiento de las directivas europeas.

energéticos a partir de residuos urbanos, que sitúan su potencial en unos 4 Mtep renovables.

Sin embargo, la realidad pragmática de la situación de la cogeneración en España revela que esta tecnología no crece, no tiene la acogida ni el número de MW instalados que cabría esperar. ¿Hay respuestas sólidas (aunque sean negativas) que se puedan dar este respecto? Lo cierto es que sí, a pesar de las consabidas ventajas que siempre reporta, especialmente dos son las respuestas:

- La primera es que a la cogeneración le ha tocado convivir con las energías renovables, pues son estas las que han terminado resultando más atractivas para cualquier inversor, al disfrutar de una política energética que apostó por primarlas sobremanera (la energía solar fotovoltaica fue la más apoyada pese a que sólo aporta el 3,7 % de la cobertura de demanda energética en 2011, frente al 13,42 % de la cogeneración<sup>28</sup>).
- La otra respuesta es que en general este sector no tiene una presencia mediática ni influencia socio-ambiental como la han tenido las renovables, en parte debido al hecho de que la materia prima que se consume, gas natural, es fósil, no renovable, y la población no está sensibilizada con esta tecnología y no la asocia con la sostenibilidad para el medio ambiente ni con el ahorro de emisiones que conlleva.

Y es que, pese a ser reconocida por el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (y por tanto las directrices marcadas por la directiva europea<sup>29</sup> de 2004) como medida eficaz proponiendo un aumento del 7% con la instalación de 3.751 MW de nueva potencia de cogeneración hasta 2020, y la renovación de hasta 3.925 MW de más de 15 años de antigüedad, no hay evidencias de que se vayan a alcanzar los objetivos planificados para cogeneración.

El 12% de la electricidad nacional proviene de la cogeneración y las inversiones previstas (en 2011) habrían hecho crecer su producción un 50% para que en 2016 fuera el 15% nacional. Evidentemente, el nuevo panorama del sector eléctrico ha hecho que las perspectivas queden en el aire, no sólo por no haber preparado un marco propicio por parte de las instituciones oficiales que tengan en cuenta los recesivos nuevos resultados ajustados al nuevo escenario sin retribuciones ni financiación pública, sino porque tampoco se ha resuelto la precaria situación de aquellas empresas que quedaron en el limbo por el RDL 1/2012 y que habían conseguido incluso la autorización administrativa.

De hecho, en agosto de 2013, se confirma que la cogeneración se desploma un 14%, con lo que se tiene una inactividad de las instalaciones del 20% en total. Esto se traduce en que la red eléctrica cuenta con 712 MW de potencia menos (219 plantas), es decir, un

---

<sup>28</sup> Fuente: IDAE

<sup>29</sup> Y por tanto en el Real Decreto 616/2007, ya que dicha directiva europea dio lugar a éste.

50% más de potencia parada. Las que más lo están sufriendo son las plantas con más de 15 años de antigüedad al llegar al 40% de las inactivas, que en vez de renovar sus equipos con vida útil terminada, se ven abocadas a cerrar por no disponer de medios con los que proseguir su actividad.

La tabla 7 muestra que la cogeneración ha disminuido su potencia instalada respecto a años anteriores (el máximo fue en 2011) y frente a otras de régimen especial. Todo pese a vender una considerable cantidad de energía (solo por debajo de la eólica) y pese a tener una prima equivalente de 7,371 por debajo de la media total de 10,944 cent€/kWh.

Tecnología	Potencia liquidada (kW)	Energía Vendida (GWh)	Nº instalaciones	Prima equivalente (cent€/kWh)	Retribución Regulada Total (Mill.€)
<b>Cogeneración</b>	5.338.181	23.276	802	7,371	1.718,8
<b>Fotovoltaica</b>	4.627.336	7.831	60.546	32,380	2.547,4
<b>Termosolar</b>	2.199.720	4.236	48	25,059	1.068,1
<b>Eólica</b>	22.816.920	49.511	1.324	4,143	2.231,7
<b>Hidráulica</b>	1.988.766	6.515	1.023	4,248	287,0
<b>Biomasa</b>	821.395	4.214	191	7,761	350,2
<b>Residuos</b>	560.918	2.463	28	3,150	79,1
<b>Tratto. Residuos</b>	603.331	4.058	47	10,872	448,9
<b>Otras renovables</b>	296	0	1	3,512	0,0
<b>Total</b>	<b>38.956.863</b>	<b>102.104</b>	<b>64.010</b>	<b>10,944</b>	<b>8.731,2</b>

**Tabla 7. Resumen de las liquidaciones acumuladas en el año 2013, noviembre 2013.**  
Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Los cogeneradores están reclamando una explicación fehaciente de la reforma eléctrica, sus medidas, objetivos y plazos para la cogeneración y su industria asociada, ya que siendo también del régimen especial hay que apuntar que algunos sectores de renovables no han decaído sino crecido en dicho periodo.

En conjunto, las trabas legislativas que vive el sector (la moratoria a renovar instalaciones, unida a la aplicación triple de impuestos energéticos –gas, electricidad y CO<sub>2</sub> – desde principios de año y los recortes adicionales de julio que anularon la compensación por mayor eficiencia), están generando la decadencia de un sector necesario para el cumplimiento de las directrices europeas y para el fortalecimiento del abastecimiento energético y competitividad de empresas terciarias e industrias.

## 2.2.4 Cogeneración en Europa

Los países de la Unión Europea han determinado que, para un buen crecimiento de las economías y del bienestar de la sociedad que tiene un crecimiento cada vez mayor de la demanda energética, es imperativo hacer un mejor uso de los recursos energéticos ante la escasez de los mismos. Fruto de esa preocupación colectiva, de los costes económicos y de determinar que la mejor forma de disponer más energía es reducir su consumo el Consejo Europeo ha recogido en la Directiva Europea de Eficiencia Energética una ley que da las pautas y fija objetivos apostando por el desarrollo de los servicios energéticos para reducir tanto los consumos energéticos del sector de la industria y la edificación y como las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La cogeneración tiene una amplia tradición en los países europeos tanto en el ámbito industrial como en *district heating*. El grado de penetración<sup>30</sup> de la cogeneración alcanza cifras elevadas en algunos países respecto al total de energía producida, como en Dinamarca (49%), Finlandia (38%) y Holanda (30%), pero también en países con economías incipientes como Letonia (38%), Hungría (21%) y República Checa (17%).

Actualmente, este método energético común está recogido en la Directiva Europea 2012/9/CE y los principales objetivos de los estados miembros son que deben comprometerse a llevar a cabo las directrices oportunas que se encaminen a seguir el protocolo de Kyoto, el plan Triple 20 y otra condición consistente en disminuir la dependencia del exterior y el consumo de combustibles fósiles a través del uso de biocombustibles de un 10% de participación mínimo del cómputo total de gasolina y gasóleo para transportes.

También se trata la eficiencia en la Directiva 2012/27 relativa a las estrategias de eficiencia energética que añaden más premisas para los Estados miembros:

- Promover la eficiencia en la calefacción y la refrigeración: tendrán que realizar un análisis de costo-beneficio que cubra su región según las condiciones climáticas, la viabilidad económica y la idoneidad técnica.
- Fomento de la generación eléctrica distribuida: impulsando las instalaciones de cogeneración con una potencia térmica nominal total igual o menor a 20 MW.

Los que no los cumplan podrán verse obligados a afrontar sanciones económicas pero también a verse abocados a una menor competitividad por no desarrollar un mercado con capacidad para salir de la crisis. Ser ineficiente energéticamente supone mayor dependencia energética del exterior, pagar por emisiones, una peor calidad del medioambiente que sufrirán los ciudadanos.

Por ello también los Estados miembros deben trabajar en la mejora energética en el ámbito de la edificación, especialmente con los edificios públicos y de la administración, por lo que se les ha comprometido a renovar cada año el 3% de estos. Se realizarán auditorías obligatorias (también a las grandes empresas) y para ello será imperiosa la promoción de tecnologías eficientes como la cogeneración y las redes de distrito de frío y calor.

---

<sup>30</sup> Fuente: [5]

Por tanto, España se rige por los mismos criterios en políticas energéticas que el resto de países vecinos y de hecho ha estado a la cabeza de la UE con la implantación de tecnologías eficientes (cogeneración) y energías renovables. Sin embargo, España está incumpliendo los objetivos que habían sido fijados ante la coyuntura de fuerte crisis en el país y de parón de inversión en nuevas plantas e instalaciones de energía renovables y cogeneración. Desde la Comisión Europea se alerta a España de que tome medidas para no acrecentar su mala situación en eficiencia.

En cuanto a las líneas futuras en concreto de la cogeneración, la Comisión Europea ha propuesto reducir para 2030 las emisiones en un 40%, esfuerzo que ya recogen muchas empresas que están sujetas al comercio de emisiones. Además, se establecen ya objetivos para 2050<sup>31</sup>: la reducción de los GEI en un 85-90% (respecto a 1990), rutas hacia la descarbonización del sector de la energía, y los costes deberán contrarrestarse con inversiones sostenibles, puestos de trabajo creados y menor dependencia energética.

## 2.3 Marco Normativo

Para la realización de este proyecto se ha tenido en cuenta la normativa vigente actual en España, que concierne a la regulación del sector cogenerador dentro del Régimen Especial, las leyes del sector eléctrico y la normativa sobre Edificación al tratarse de un hospital público que ha de cumplir con criterios de eficiencia energética.

Como mapa visual, la figura 24 realiza un recorrido por los hitos históricos legislativos con cada cambio de la normativa y a continuación se enumera la normativa más importante que se tiene que considerar, tanto las modificaciones de los RD que la complementan como los planes nacionales:

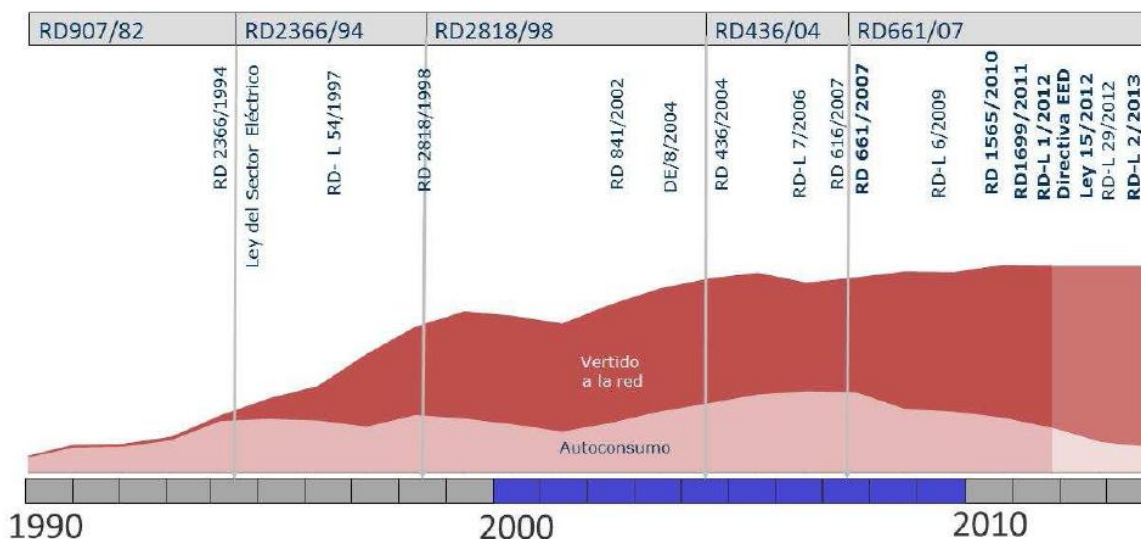


Figura 24. Recorrido histórico normativo. Fuente: COGEN España

<sup>31</sup> Fuente: Comisión Europea.

Puede decirse que han ido creándose las bases que permitirían a la cogeneración ir construyendo un marco favorable, a pesar de algunos hitos que han paralizado al sector en ocasiones o lo han retribuido en menor medida, como tras el RD 661/2007 que lo limitaba o especialmente tras el RDL 1/2012 que suprimía los registros de preasignación aplicando una moratoria a las primas.

Las tarifas, primas y complementos vigentes de las instalaciones de producción en régimen especial se encuentran establecidos en las siguientes disposiciones:

- **Real Decreto (R.D.) 1164/2001, de 23 de diciembre**, del sector eléctrico, producción de energía con fuentes renovables, residuales o cogeneración.
- **Directiva Europea 2004/08/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero**, sobre el fomento de cogeneración de la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, proporcionando mayor flexibilidad en cuanto a consumos y potencias instaladas cuyo el objetivo es reducir la dependencia energética externa.
- **Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo**, sobre fomento de la cogeneración.
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por la que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero**, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- **Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Plan de Acción: Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2008- 2012**, aprobado en Consejo de Ministros del 20 de julio de 2007, por el que se programan ayudas como medida para potenciar la cogeneración.
- **Plan de acción, Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020.**
- **Guía técnica para la medida y determinación de calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. (IDAE)**
- **Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)**, aprobado mediante el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio y en la Orden 9343/2003 de 1 de octubre, de la Consejería de Economía e Innovación tecnológica, por la que se establece el procedimiento para el registro, puesta en servicio e inspección de instalaciones térmicas no industriales en los edificios.



La última normativa importante que entró en vigor fue el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes<sup>32</sup> para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y que deroga: el Real Decreto 661/2007, el Real Decreto 1578/2008, así como el artículo 4, la disposición adicional primera y el apartado 2 de la disposición quinta del Real Decreto-Ley 6/2009. No obstante lo anterior, en la disposición transitoria tercera del citado Real Decreto-ley se establece la aplicación transitoria de las normas anteriormente mencionadas hasta la aprobación de las nuevas disposiciones que establezcan un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, a excepción del artículo 28 y del porcentaje de bonificación por cumplimiento en el rango del factor de potencia recogido en el anexo V del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

A día de hoy, las principales medidas de eficiencia energética siguen basadas en la “Estrategia en España de Eficiencia Energética” (E4) para el periodo 2004-2012, que se ha desarrollado en varios planes: Plan de Acción 2005-2007, Plan de Acción 2008-2012 y Plan de Acción 2011-2020 que ha quedado en parte congelado.

El Plan de 2008-2012 incluye una cantidad significativa de actividades estructuradas y sectores estratégicos. Las medidas llevadas a cabo están divididas en las siguientes categorías:

- a) Acciones legislativas: en general de largo plazo, y representan un complejo conjunto de recomendaciones, regulaciones, reglas de funcionamiento, limitaciones y generalmente normas vinculantes.
- b) Medidas incentivas para llevar a cabo auditorías y análisis de consumo de la tecnologías utilizadas, y promocionar la inversión en instalaciones para aumentar la eficiencia energética.
- c) Suscitar las buenas prácticas, ahondar en el conocimiento de tecnologías disponibles, avances y nuevas técnicas de gestión de la demanda, del consumo y, en general, del uso correcto de la energía.

Aparte de lo aquí mencionado, algunas de las medidas clave de eficiencia energética apuntadas por el Plan de Eficiencia 2011-2020 incluyen aquellas referentes a servicios de gas y electricidad y al sector de la cogeneración, en especial por ser inherentes a este proyecto, así como a otros ámbitos indirectos que son construcción y transporte.

---

<sup>32</sup> Tales como la liquidación provisional de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. Fuente: CNMC. 11/2013

### **3. DATOS DEL HOSPITAL**

Como objeto de estudio en el que fuese lógica y potencialmente útil la implantación de una cogeneración se barajaron varios tipos de centros y edificios, como centros comerciales, complejos deportivos, edificios hoteleros e incluso sectores industriales. Sin embargo, lo que inclinó la balanza al sector hospitalario fue el hecho de que el sector terciario tiene todavía aun potencial altísimo sin explotar, así como que actualmente el entorno sanitario está atravesando un periodo de crisis y privatizaciones que está afectando a la forma en que es explotado, por lo que se consideró que es una actividad que merece todo el apoyo técnico por parte de las ingenierías y la administración para hacer más eficiente la gestión de sus elevados consumos de recursos. No es un negocio más puesto en análisis, sino son las infraestructuras que todos los ciudadanos pagan con sus impuestos y merece la pena que los esfuerzos de los contribuyentes sea optimicen desde el área energética.

Por último, la disposición y dedicación por parte del personal del Hospital de Fuenlabrada para aportar sus datos desde el primer momento para este estudio, fue decisiva.

#### **3.1 Información relativa al hospital**

En este proyecto el objetivo es el estudio de viabilidad de la instalación de una planta de trigeneración para abastecer energéticamente un hospital público en el municipio madrileño Fuenlabrada, en la zona sur de Madrid, España.

Como características generales del municipio, Fuenlabrada tiene una altitud de 664 metros y cuenta con una población de 197.520 habitantes, censo 2013, y una densidad de 5.011,93 hab/km<sup>2</sup>, lo que indica una alta probabilidad de ingreso de pacientes en el centro hospitalario que nos concierne, el único del municipio.

El clima continental está influenciado por el entorno urbano en el que se encuentra, cuyos niveles de calidad del aire pueden influir en su temperatura ambiente. Se encuentra en una zona medianamente calurosa en verano, y fría en invierno, por lo que sus demandas energéticas son altas para refrigeración y calefacción, respectivamente.

##### **3.1.1 Descripción del edificio**

En cuanto al complejo hospitalario en sí, consta de un cuerpo principal compuesto por 3 edificios y un edificio separado de éste que alberga las principales instalaciones con las que funciona el hospital.

Superficie construida edificio hospital (m <sup>2</sup> )	
Planta Galería	4.458
Planta Baja	14.375
Entreplanta	2.937
Planta Primera	13.769
Planta Segunda	12.656
Planta Tercera	12.679
<b>Total</b>	<b>60.874</b>

**Tabla 8. Superficie construida edificio hospital**

Por su parte el “Edificio de Instalaciones” cuenta con una superficie construida de unos 5.000 m<sup>2</sup> en forma circular con un diámetro de 28 m de diámetro, que se encuentran repartidos en varias plantas y cubierta. La planta que a concierne al lugar de instalación de los equipos de cogeneración estaba prevista desde su construcción, lo cual facilita mucho su integración al no tener que realizar nuevas obras o invertir en nuevos espacios. Se trata de la planta segunda, con una superficie construida de 762,42 m<sup>2</sup>.

Distribución funcional por plantas en edificio instalaciones				
Sótano	Planta Baja	Planta 1ª	Planta 1ª	Planta 1ª
Galería principal	Residuos Transformador general	Cuadro general	Reserva para equipos de cogeneración	Central Térmica
Aljibes	Transporte de gases al hospital Acceso peatonal Carga y descarga	Central de frío Taller	Grupo Electrónico	Torres de refrigeración

**Tabla 9. Distribución funcional por plantas en edificio instalaciones**

Este edificio se encuentra conectado al bloque principal a través de la galería subterránea con la que cuenta el centro, por la cual circulan las conducciones de gases, climatización, red eléctrica, sistema contra-incendios, recogida de basura, etc.

El hospital cuenta con tres centros de transformación:

1. CT-1: Compuesto por 3 transformadores de 1.000 kVA a 15.000 V/400 V.
2. CT-G.E: Es el centro de transformación para los grupos electrógenos y está compuesto por 2 transformadores de 800 kVA.
3. CT-2: Compuesto por 4 transformadores de 800 kVA cada uno.

En cuanto a las demandas de calor para calefacción y parte del ACS (también cubierto con placas solares), el hospital cuenta con las siguientes calderas para cubrirlas de forma mixta, tanto con gas natural como con gasoil:

1. Tres calderas para calefacción de 2.000.000 Kcal/h (2325,58 kW)

2. Una caldera para ACS de 1.000.000 Kcal/h (1162,79 kW)

Para las demandas de refrigeración especialmente en verano, que enfrían agua que pasará posteriormente por las diversas unidades de aire acondicionado, el hospital tiene instaladas unas enfriadoras, las cuales tienen como componente principal compresores eléctricos, que consumen una elevada cantidad de energía adquirida a la red eléctrica. Son las siguientes:

1. 3 enfriadoras Centrífugas de 1.550.000 frigorías/hora (1802,33 kW)
2. 1 enfriadora de tornillo de 370.000 frigorías/hora (430,23 kW)

Además cuenta también con otras instalaciones menores como 29 SAI, 84 UTA y 5 subcentrales, pero que no intervienen en cálculos de este estudio.

Se trata de un hospital reciente respecto a la media de la comunidad madrileña que incorpora numerosas medidas en busca de la sostenibilidad energética y eficiencia de uso de los recursos de los edificios, incluyendo tanto tecnologías como programas de gestión como el uso de energías renovables para tal logro. La premisa principal es la de buscar compromiso con la responsabilidad social, aunar los aspectos económico, social, y ambiental de las actividades humanas, con la política de llevar a cabo un proyecto viable tanto en el plano económico como social.

Precisamente, desde 2005 lleva en marcha el programa GMAO, un sistema de Gestión Técnica Centralizada de Edificios (asistido por ordenador) que permitir al hospital realizar la operación y supervisión de las instalaciones y una monitorización de los consumos energéticos. El fin ha sido conseguir una serie de significativos ahorros que benefician y optimizan el aprovechamiento del uso de las instalaciones hospitalarias, manteniendo los niveles de confort.

El ahorro potencial estimado del centro por llevar a cabo esta serie de medidas, que contemplan la actuación en diversas áreas como eficiencia lumínica, ahorro de agua, regulación automática de la temperatura por programación, cambios de ventanas de mejor aislamiento térmico, análisis exhaustivo de las condiciones de suministro, temporización automática de la iluminación exterior del edificio, instalación de variadores de velocidades en escaleras mecánicas, regulación de equipos, etc.

Los valores de ahorro logrados<sup>33</sup> pueden llegar a ser de un 15% entre climatización e iluminación.

---

<sup>33</sup> Algunas de las medidas adoptadas se basan, entre otros recursos, en la Guía Fenercom de Ahorro y Eficiencia Energética en Hospitales.

Instalación	Por mantenimiento correcto	Por implementación de GTCE	Totales
<b>Climatización (ACS + Calefacción + Refrigeración)</b>	1 - 3 %	6 - 7%	7- 10%
<b>Iluminación</b>	-	3 - 5 %	3 - 5%
<b>Total</b>	1 - 3 %	9 - 12%	<b>10 - 15%</b>

**Tabla 10. Ahorro por tipo área y de solución**

### 3.1.2 Producción de ACS con placas solares

Uno de los principales atractivos en al gestión y aprovechamiento de los recursos fue la instalación de placas solares en la cubierta exterior de los edificios, lo que supone un importante apoyo con energías renovables que sin duda incrementa la sostenibilidad que como objetivo se persigue. Además, cumple con la normativa del RITE que exige la instalación de subsistemas de instalaciones térmica en los edificios, concretamente subsistemas de energía solar como apoyo a la demanda de ACS del sistema convencional.

El Hospital de Fuenlabrada ha instalado 223,38 m<sup>2</sup> de superficie solar, lo cual supone:

- Producción de 16.000 litros/día agua caliente a 50° C
- Ahorro Gas Natural: 18.375 m<sup>3</sup>
- Energía Producida: 190.419 kWh/año
- Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas: 177.090 Kg/año
- Emisiones de SO<sub>2</sub> evitadas: 1.904,20 Kg/año

Estos números pueden asemejarse a otros datos que den una mejor idea de los ahorros obtenidos:

- Energía necesaria para 54 viviendas.
- Es como tener un bosque de 5,14 hectáreas ó 22.200 árboles.
- Las emisiones evitadas serían las mismas que produce un coche nuevo recorriendo 885.000 Km.

Para el presente proyecto esto conlleva un ahorro en el consumo de gas natural para la producción de agua caliente sanitaria, según la radiación solar recibida cada día. Por tanto, las curvas de consumo de gas en cuanto a ACS se verán modificadas respecto al total de producción de ACS, ya que una parte la aportan las placas. No obstante, la variación es mínima ya que las demandas de ACS son bastante altas en términos absolutos, y sólo en verano es cuando puede apreciarse algo más la variación de la curva por el aporte solar.

En la tabla 11 se ofrece el estudio realizado de estimación de los litros producidos al día (día tipo) por cada cama para cada mes del año y también los resultados del cómputo de energía térmica producida gratuitamente. Los resultados se basan en la producción habitual de energía con placas solares en Madrid.

Mes	Litros por día y cama	Potencia producida al mes (kWh)
Enero	17,4	8.026
Febrero	19,9	9.141
Marzo	33,4	15.354
Abril	39,6	18.236
Mayo	49,3	22.683
Junio	52,1	23.977
Julio	56,1	25.823
Agosto	49,3	22.683
Septiembre	37,4	17.222
Octubre	26,6	12.213
Noviembre	19,1	8.780
Diciembre	13,7	6.282
<b>Total</b>	-	<b>190.419</b>

**Tabla 11. Producción potencia térmica y litros ACS con placas solares**

Las curvas de producción de las placas solares se recogen en el Anexo 5.

### 3.1.3 Datos de partida

El primer paso para saber cómo debe dimensionarse la planta de trigeneración es conocer las demandas energéticas que tiene el centro, en este caso de gas y de electricidad. De esta forma, podremos adaptar los nuevos equipos a instalar de forma más ajustada según no sólo los consumos totales (para el periodo de todo un año) sino según la variación de estos consumos a lo largo del tiempo (de forma horaria para un día tipo y de forma diaria para cada mes).

En segunda instancia, habrá que tomar la consideración de diseñar una planta que sea capaz de abastecer de forma autónoma el complejo hospitalario completo (autoconsumo) y que por tanto se tengan en cuenta unas condiciones de fiabilidad y seguridad que garanticen un suministro continuo. En los hospitales no puede correrse el riesgo de dejar sin electricidad ningún área ya que es vital mantener en constante funcionamiento muchos aparatos médicos para controlar a los pacientes así como que no cese la calefacción o refrigeración para conservar en condiciones concretas de climatización lo que sea requerido. Por eso, la nueva planta trigeneradora asegurará esta vía, no solo como sistema secundario para cuando se producen fallos en red sino también como principal abastecimiento.

En conclusión, la electricidad que actualmente se compra a la red es para distintos usos que incluyen alumbrado, máquinas y equipos médicos, fuerza, refrigeración dada por las enfriadoras que consumen energía eléctrica.

El gas natural que consume el hospital se emplea para generación de agua caliente sanitaria o ACS, y de calefacción.

Las fuentes de datos de las que se dispone en este estudio son las facturas reales de todo un año completo (2013).

### 3.1.3.1 Datos de demanda eléctrica

El hospital compra la energía eléctrica a la comercializadora en la tarifa de acceso más apropiada para los usos del hospital, en este caso Tarifa ATR 6.1 y establecida según el RD 1164/2001. Esta es una modalidad que divide el precio en 6 periodos y válida para los contratos de Alta Tensión, entre 1 y 36 kV, ya que la acometida es a 15 kV.

La potencia contratada es de 2.000 kW para cada uno de los seis periodos. Se informa de que el factor de potencia de la instalación de un 0,9. En la figura 25 se observa un ejemplo de factura real del hospital.

**Factura electricidad**

Hospital Universitario de Fuenlabrada  
20 AGO 2013

**DATOS SOCIALES**  
HOSPITAL DE FUENLABRADA  
CNO MOLINO 0002  
28942 - FUENLABRADA  
MADRID

**DOMICILIO DE ENVÍO**  
HOSPITAL DE FUENLABRADA  
CNO MOLINO 0002  
28942 - FUENLABRADA  
(MADRID)

**FACTURA N°**  
**CUENTA CONTRATO**  
**FORMA DE PAGO**  
A nuestra cuenta:

**FECHA EMISIÓN**  
31.07.2013

**FECHA VENCIMIENTO**  
08.10.2013

**PERIODO**  
30.06.13 - 31.07.13

**DATOS CONTRACTUALES**  
Tarifa ATR: 6.1  
Modalidad Comercial: Precio 6 periodos  
**Potencias contratadas:**  
P1: 2.000 kW  
P2: 2.000 kW  
P3: 2.000 kW  
P4: 2.000 kW  
P5: 2.000 kW  
P6: 2.000 kW

CONCEPTO	CANTIDAD	MESES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE	
TÉRMINO DE POTENCIA P1	2.000,0 kW	1,066667	1,473592	3.143,66	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA P2	2.000,0 kW	1,066667	0,737434	1.573,19	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA P3	2.000,0 kW	1,066667	0,539679	1.151,32	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA P4	2.000,0 kW	1,066667	0,539679	1.151,32	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA P5	2.000,0 kW	1,066667	0,539679	1.151,32	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA P6	2.000,0 kW	1,066667	0,246236	525,30	Eur
ENERGÍA ACTIVA P1	452.802 kWh		0,168545	76.317,51	Eur
ENERGÍA ACTIVA P2	389.644 kWh		0,135803	52.914,82	Eur
ENERGÍA ACTIVA P6	522.065 kWh		0,064438	38.272,76	Eur
EXCESOS DE POTENCIA				23.107,21	Eur
IMPUESTO ELÉCTRICO (199.308,41 * 1,05113)	209.499,05	Eur	0,048640	10.190,03	Eur
<b>Suma</b>				<b>209.498,44</b>	<b>Eur</b>
Base imponible				209.498,44	Eur
IVA 21%				43.994,67	Eur
<b>Total factura</b>				<b>253.493,11</b>	<b>Eur</b>

Periodo	Consumo Energía Activa	Consumo Energía Reactiva	Energía Reactiva a facturar*	Potencia máxima demandada
PERIODO 1	452.802 kWh	51.542 kVArh		2.772 kW
PERIODO 2	389.644 kWh	37.499 kVArh		2.706 kW
PERIODO 3				
PERIODO 4				
PERIODO 5				
PERIODO 6	522.065 kWh	48.466 kVArh		2.205 kW
Total	1.364.511 kWh	137.507 kVArh		

**AENOR** **AENOR**  
Empresa Registrada Gestión Ambiental  
UNE-EN ISO 9001 UNE-EN ISO 14001  
EN-0002/2011 GA-2011/0294

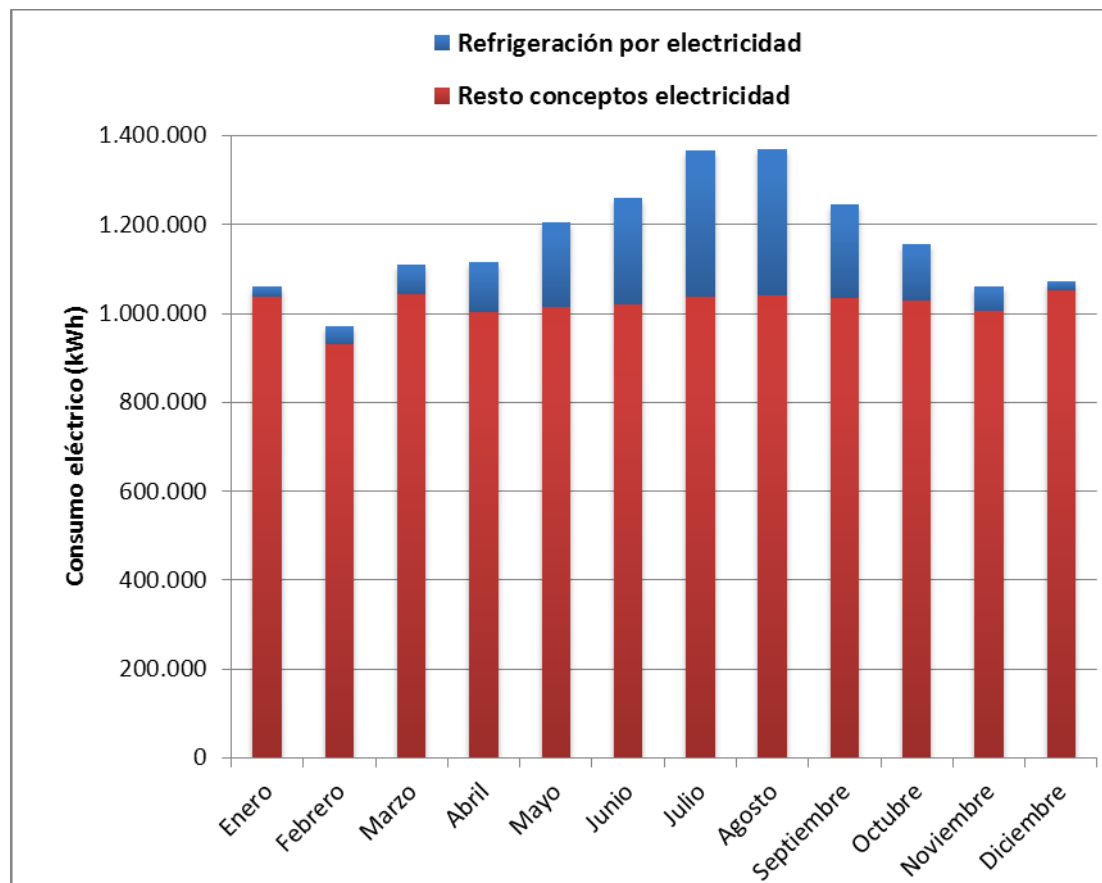
Atención al cliente:	902.152.514 900.100.264	Incidencias 24 h:	902.125.003
de lunes a viernes laborables de 08:00 a 20:00		24 horas, 365 días al año	

1 de 2

**Figura 25. Factura eléctrica del hospital, julio 2013.  
Proporcionada por el hospital.**



La panorámica general de consumo anual es la siguiente, donde se observa que el consumo principal de los conceptos, que no incluye las enfriadoras (fuerza, alumbrado...) se mantiene bastante constante a lo largo de los meses. Se aprecia que en los meses calurosos el consumo de refrigeración aumenta el consumo más de un 25%, pero gracias a la trigeneración que se instale, se separarán ambos conceptos, consiguiendo una línea horizontal de consumo eléctrico, mientras que será la máquina de absorción la que encargará de generar el frío.



**Figura 26. Consumos eléctricos 2013**

Para conocer en qué medida se separan los dos consumos, la tabla 12 muestra los valores medios porcentuales respecto al consumo total de electricidad que utilizan los compresores de las enfriadoras para la refrigeración del hospital.

Enero	2%
Febrero	4%
Marzo	6%
Abril	10%
Mayo	16%
Junio	19%
Julio	24%
Agosto	24%
Septiembre	17%
Octubre	11%
Noviembre	5%
Diciembre	2%

**Tabla 12. Proporción de consumo eléctrico de compresores**

Los consumos eléctricos que ha tenido el hospital durante el ejercicio del año completo se muestran separados por electricidad total, los destinados a generación de frío y la electricidad para fuerza, alumbrado, etcétera.

Mes	Total Electricidad (kWh)	Demanda de compresores (kWh)	Consumos eléctricos varios (kWh)
Enero	1.058.657	21.173	1.037.484
Febrero	969.341	38.774	930.567
Marzo	1.109.656	66.579	1.043.077
Abril	1.113.355	111.336	1.002.020
Mayo	1.204.932	192.789	1.012.143
Junio	1.260.020	239.404	1.020.616
Julio	1.364.511	327.483	1.037.028
Agosto	1.369.633	328.712	1.040.921
Septiembre	1.244.594	211.581	1.033.013
Octubre	1.156.111	127.172	1.028.939
Noviembre	1.058.400	52.920	1.005.480
Diciembre	1.072.025	21.441	1.050.585
<b>Total</b>	<b>13.981.235</b>	<b>1.739.363</b>	<b>12.241.872</b>

**Tabla 13. Consumos eléctricos 2013**

En el Anexo 1, se recogen todos los detalles en gráficos y tablas sobre la demanda eléctrica mensual y la demanda horaria de días tipo.

### 3.1.3.2 Datos de demanda térmica

En cuanto a los datos de consumo de gas, el siguiente extracto de una factura del hospital muestra las cantidades de gas que se manejan en un mes cualquiera, en este caso, agosto de 2013.

La factura refleja los habituales costes fijos por potencia contratada y los variables por energía consumida, pero también el nuevo impuesto por hidrocarburos y las subidas de ajuste por los cambios regulatorios de la energía en 2013.

**Facturación****ÁREA ECONÓMICO-FINANCIERA**

CONCEPTO	CALCULO	IMPORTE
T. Fijo (Factor Utilización)	$0,073005 \text{ Euro/(kWh/día)/mes} \times 27.200 \text{ kWh/día} =$	1.985,74 €
Tª Energía:	$0,033019 \text{ Euro/kWh} \times 438.541 \text{ kWh} =$	14.480,19 €
Cambios Regulatorios ENE-2013:	$0,000730 \text{ Euro/kWh/día/mes} \times 27.200 \text{ kWh/día} =$	19,86 €
Cambios Regulatorios ENE-2013:	$0,000014 \text{ Euro/kWh} \times 438.541 \text{ kWh} =$	6,14 €
Impuesto hidrocarburos	$0,65 \text{ /G Julio} = 0,00234 \text{ /KWh}; 0,002340 \text{ Euro/kWh} \times 438.541 \text{ kWh} =$	1.026,19 €
IMPUESTO IVA	21,00 % sobre 17.518,12 €	3.678,81 €
<b>Total Factura</b>		<b>21.196,93 €</b>

Nota:

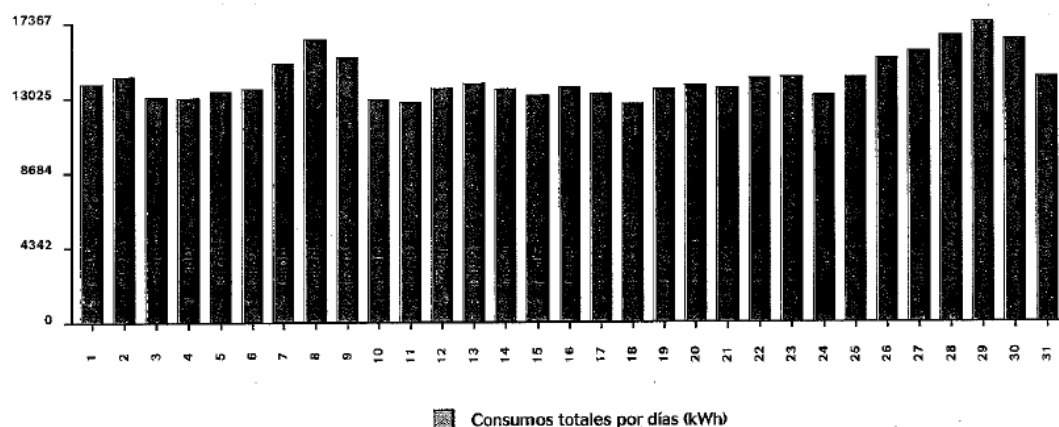
Detalle de consumo: real

Consumo total mes: 438.541 kWh

Días de facturación: 31 días

Qd Máxima: 17.368 kWh/día

Qd contratada: 32.000 kWh/día Qd aplicada: 27.200 kWh/día

**Consumos Diarios**

**Figura 27. Factura de gas del hospital, julio 2013. (A)**  
Fuente: Hospital de Fuenlabrada

TOTAL CONSUMO							HISTORICO	CONSUMO
Día	kWh	m3	Nm3	PCS	PCI	CO2 (Kg)		
1	13.832	1.155	1.170	11,822	10,657	0,270	Jul13	399.955kWh
2	14.251	1.199	1.215	11,728	10,572	0,896	Jun13	348.788kWh
3	13.041	1.125	1.139	11,450	10,316	1,402	May13	730.225kWh
4	13.004	1.119	1.133	11,471	10,335	1,313	Abr13	904.249kWh
5	13.366	1.143	1.159	11,526	10,385	1,132	Mar13	1.427.078kWh
6	13.526	1.158	1.172	11,539	10,397	1,078	Feb13	1.407.778kWh
7	15.001	1.282	1.299	11,544	10,402	1,259	Ene13	1.418.442kWh
8	16.397	1.405	1.418	11,559	10,416	1,268		
9	15.336	1.318	1.331	11,516	10,376	0,990		
10	12.908	1.095	1.110	11,624	10,474	0,675		
11	12.731	1.076	1.091	11,667	10,513	0,551		
12	13.519	1.140	1.156	11,692	10,536	0,503		
13	13.824	1.168	1.181	11,704	10,548	0,534		
14	13.504	1.146	1.162	11,622	10,473	0,985		
15	13.161	1.119	1.136	11,576	10,431	1,187		
16	13.580	1.154	1.168	11,619	10,470	0,789		
17	13.209	1.134	1.147	11,516	10,375	0,832		
18	12.635	1.095	1.106	11,414	10,281	0,903		
19	13.461	1.164	1.177	11,433	10,298	1,039		
20	13.719	1.176	1.191	11,514	10,374	1,206		
21	13.545	1.148	1.164	11,629	10,482	1,436		
22	14.106	1.198	1.213	11,621	10,474	1,446		
23	14.173	1.206	1.220	11,618	10,472	1,478		
24	13.116	1.111	1.125	11,658	10,509	1,595		
25	14.151	1.202	1.215	11,646	10,499	1,565		
26	15.246	1.295	1.309	11,641	10,493	1,495	TARIFAACCESO:	
27	15.669	1.334	1.348	11,623	10,477	1,428		
28	16.591	1.417	1.431	11,569	10,445	1,337		
29	17.367	1.480	1.494	11,619	10,472	1,370		
30	16.351	1.394	1.404	11,639	10,491	1,376		
31	14.215	1.206	1.220	11,645	10,497	1,393		
TOTALES	438.540	37.364	37.817	0,000	0,000	0,000		
MEDIA	14.146	1.205	1.219	11,596	10,450	1,120		
MAXIMO	17.367	1.480	1.494	11,622	10,657	1,595		

Figura 28. Factura de gas del hospital, julio 2013. (B)

Fuente: Hospital de Fuenlabrada

No obstante, en los cálculos realizados posteriormente del capítulo económico, simplemente se han tomado el total de los costes de las facturas de cada mes (puesto que no es desconocido el coste monetario no es preciso inferirlo a partir de los consumos de energía).

### 3.1.3.2.1 Consumos de gas

Para hacer un análisis realmente exhaustivo con el que dimensionar los nuevos equipos (el motor térmico) no sólo basta con conocer los consumos mensuales, sino que es preciso tener datos de consumo diario del hospital para, posteriormente, estudiar las opciones más ajustadas a las necesidades de demanda. Se deben dar tanto las de consumos eléctricos como térmicos, sirviendo de ejemplo del mes un “día tipo”, escogido de cada uno de los doce meses por ser lo más representativo y similar a la media de su mes.

Antes de observar las curvas, es preciso hacer las siguientes aclaraciones para explicar cómo se constituyen las gráficas resultantes:

- Los consumos de gas excluyen los usos para lavandería y esterilización de vapor a alta presión, ya que son servicios que ya tiene subcontratados el Hospital de Fuenlabrada y por tanto no se incluyen en el estudio.
- Sobre el ACS se ha estimado la distribución de sus consumos teniendo en cuenta la aportación de las placas según las distintas horas del día y personalizadas por mes.
- Los consumos de gas para ACS son prácticamente constantes comparados con los de calefacción y refrigeración, que son mucho mayores. Sin embargo, en los meses de invierno serán obviamente más altos, pero además porque en verano el mayor número de horas de sol directo implica también una mayor producción con las placas solares, que se traduce en menos consumo de gas para calentar agua. Esto dará como resultado unas curvas horarias algo diferentes, pues cuando mayor consumo de gas se va a ver reflejado será en las horas en que no haya sol o en momentos de mayor demanda puntual que las placas no puedan aportar de repente por cuestiones de inercia térmica.
- Por último, aunque los meses más similares puedan tener estadísticamente unos consumos muy similares, existirán diferencias debido a la aleatoriedad de los fenómenos atmosféricos, de la variación de la temperatura ambiente, de los ingresos de nuevos pacientes, de la duración de la estancia de estos, de averías y mantenimientos puntuales, etc., factores todos ellos que implican diferencias en la distribución de las curvas de consumo.

Debido al rendimiento estacional de las calderas, la cantidad de energía térmica demandada que realmente es útil es menor que el consumo total del gas reflejado en la factura.

	Consumo Gas (kWh)	Rendimiento Estacional Calderas (%)	Demanda Gas (kWh)
<b>Enero</b>	1.670.735	70,3	1.174.732
<b>Febrero</b>	1.312.054	67,9	890.842
<b>Marzo</b>	1.323.632	62,4	826.384
<b>Abril</b>	695.112	60,4	419.815
<b>Mayo</b>	590.033	33,5	197.841
<b>Junio</b>	459.187	33,0	151.633
<b>Julio</b>	348.308	25,1	87.325
<b>Agosto</b>	317.971	29,2	92.901
<b>Septiembre</b>	370.604	36,5	135.412
<b>Octubre</b>	616.555	49,1	302.643
<b>Noviembre</b>	1.086.849	57,7	627.154
<b>Diciembre</b>	1.599.314	66,6	1.064.906
<b>Total</b>	<b>10.390.354</b>	<b>-</b>	<b>5.971.588</b>

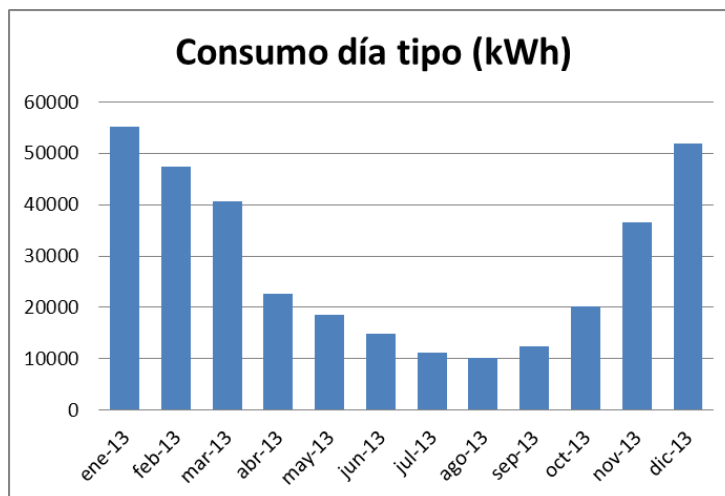
**Tabla 14. Transformación de consumo a demanda de gas 2013**

A continuación, se muestran los consumos de gas para cada día-tipo referente a cada mes en el conjunto del año. Se ve que las mayores son en enero y diciembre por alta

demanda de calefacción. Estas hacen referencia al consumo para calefacción y ACS. En cuanto a la producción con placas solares, va por otro lado al no ser un gasto de gas.

<b>Enero</b>	55.320
<b>Febrero</b>	47.522
<b>Marzo</b>	40.773
<b>Abril</b>	22.731
<b>Mayo</b>	18.653
<b>Junio</b>	14.891
<b>Julio</b>	11.137
<b>Agosto</b>	10.205
<b>Septiembre</b>	12.331
<b>Octubre</b>	20.193
<b>Noviembre</b>	36.661
<b>Diciembre</b>	51.850

**Tabla 15. Resumen días-tipo del año (kWh)**



**Figura 29. Consumo gas días-tipo del año**

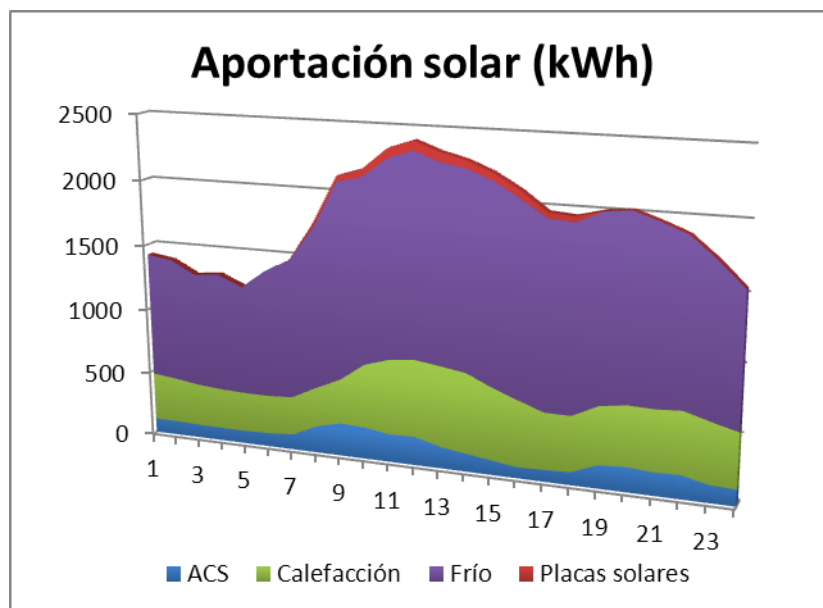
Las demandas térmicas requeridas dependen de si el estudio consiste en una cogeneración o una trigeneración dado que las curvas en verano variarán sustancialmente por la necesidad térmica de frío para las máquinas de absorción solamente en el caso de trigeneración. Por ello, se realizan dos estudios de ambas alternativas que se explicarán detalladamente en el capítulo Cálculos.

En el capítulo de Cálculos, se verá la elección de motores y su producción energética y en el de Estudio Económico la viabilidad económica de su implantación.

Las curvas diarias de demandas térmicas por días-tipo de cada mes (días-tipo) de trigeneración se observarán en el Anexo 3 y las de cogeneración en el Anexo 4.

### 3.1.3.2.2 *Aporte de producción de placas solares*

Antes de proceder con las curvas de demanda de los conceptos de gas, hay que hacer mención de cómo es la curva de demanda (que no producción, debido a que una parte del agua calentada se queda en los acumuladores) de los kilovatios-hora producidos con las placas solares. La curva para cada mes influye en las curvas resultantes de la demanda de gas. Este paso de comprobación previa era necesario para saber cómo quedarían las curvas de consumo diarias de la demanda de gas, ya que si fuesen muy altas, su forma (por tanto los valores máximos de cada día) se verían modificadas por el aporte de las placas solares. Un ejemplo de ello puede apreciarse en la siguiente gráfica, donde se puede apreciar la reducida proporción de la aportación térmica de placas del área sombreado en rojo para un caso de trigeneración en primavera:



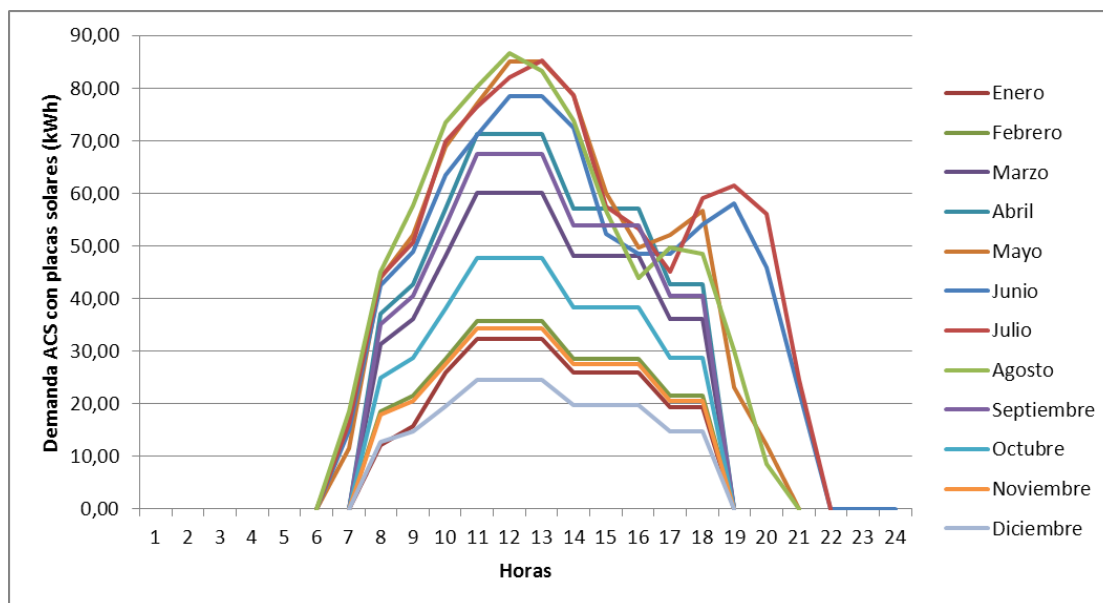
**Figura 30. Aportación relativa producción placas solares**

El resto de las curvas de producción solar de cada mes respecto a la curva de consumo de gas no se incluyen por no ser relevantes; son muy similares en proporción.

Se observará que después de haber sido un punto de estudio minucioso, dichos aportes son bastante menores en proporción a las demandas de calefacción en invierno, o a las necesidades térmicas para refrigeración que se alcanzan en verano. Por tanto, la conclusión es que su aporte apenas modifica las curvas de demanda de gas.

En la figura 31 se muestran las doce curvas para 24 horas (respecto a los días-tipo) en las que se estima en general un aporte hasta la tarde, debido a que después de las horas de que reparten la merienda las demandas son bajas y el aporte solar decrece bastante. En los meses estivales la duración se alarga por las temperaturas especialmente altas y tardíos crepúsculos que permiten aprovechar más tiempo y sigue disponible como aporte por la inercia térmica.





**Figura 31. Demandas días-tipo de ACS producidas con placas solares**

### 3.1.3.2.3 Conclusión final de las alternativas

Finalmente, el estudio determina que la alternativa más favorable a llevar a cabo sería la de Cogeneración con un motor Jenbacher J412 GS type 4 (de 901 kWt y 889 kWe) por ser la que cumple el valor REE y resulta económicamente viable.

## **4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

### **4.1 Elección de la tecnología**

Existen varias propuestas de diseños de planta y de elemento motor para instalar en una planta de cogeneración, pero sólo ajustándose a los requerimientos específicos de demanda del usuario y del tipo de actividad que desarrolla se optimiza el rendimiento que puede obtenerse en la producción energética. Este proceso de evaluación conlleva un concienzudo análisis para elegir la mejor de las alternativas y por ello se expone un contraste de los pros y contras de las mismas, explicando su funcionamiento.

A la hora de determinar el motor térmico que dará la potencia energética de la planta, son varios los factores que deciden la cuestión, a saber entre:

- características técnicas
- factores económicos
- precios de la energía
- restricciones ambientales.

En este apartado analizando las consideraciones técnicas habrá de seleccionarse o bien una turbina de gas o bien un motor de combustión interna, ya que son las dos tecnologías más utilizadas e implantadas en este sector. Principalmente ha de atenderse a las prestaciones de la máquina, los rendimientos que alcanzan a día de hoy, la necesidad de mantenimiento y los combustibles a emplear.

Sería importante remarcar que el equipo de ingenieros que diseñen la planta ha de buscar conseguir un notable rendimiento global, ya que ello sería garantía de tener una planta rentable y eficiente.

#### **4.1.1 Determinación de la fuente de energía primaria**

Para empezar a discernir cómo ha de alimentarse la planta, se determinará qué tipo de combustible utilizará la máquina. Los combustibles principalmente utilizados pueden ser gas natural, GNL, fuel-oil (sólo motores), gasóleo y biogás. Pero esta cuestión es muy simple de dilucidar, ya que como el hospital cuenta con las acometidas de gas natural para su suministro y ya está habilitado el espacio en previsión de una posible instalación de cogeneración (como es el caso presente), se utilizará gas natural. El menor precio de coste, menor contaminación y buenas características de quemado consolidan esta decisión y en la mayoría de proyectos ingenieriles es razón suficiente el contar con acometidas disponibles.

En caso de que no se disponga de acceso de gas natural, la alternativa que se impone es instalar motores diesel que empleen fuel-oil por ser una opción aún más competitiva en

precio y de gran rendimiento térmico similar al gas, pero con la contra de necesitar un mantenimiento más frecuente y costoso así como mayor contaminación. Si se espera disponer en el futuro de gas o se tiene turbinas de gas ya instaladas (las cuales tienen prohibido el uso de fuelóleo), se podrá funcionar con GNL o GLP hasta que se tenga acceso a gas con una nueva acometida.

Las ventajas del gas además son que es un combustible libre de impurezas, lo cual aporta mayor seguridad al reducirse enormemente la posibilidad de autoencendido por impurezas en la cámara de combustión. También contribuye a que así los costes de operación y mantenimiento sean bastante inferiores.

#### **4.1.2 Diferencias técnicas y características generales entre motores y turbinas**

Al plantear la forma de aprovechar la energía en estas máquinas, la forma de obtener energía térmica no es la misma. La diferencia radica en que en la turbina es más accesible el aprovechamiento térmico al provenir de una sola zona (gases de escape) pero en motores se tiene el inconveniente de que hay que recoger calor desprendido de las camisas y del sistema de refrigeración, por lo que se tienen distintas vías e conducción de calor y a distinta temperatura. No obstante, a menos que se requieren necesidades entálpicas altas (por ejemplo, una instalación que demande vapor a 4 bar con turbinas alcanzaría el 84% de rendimiento global mientras que con motores no llegarían a más del 65%), este hecho no tendrá mucha importancia (puesto que para procesos de baja temperatura como a 60° - 90° -120 °C dicho rendimiento sí que aumentaría considerablemente con motores).

Un epígrafe importante a destacar es el de saber lograr buenos rendimientos a la hora de operar la máquina, para alcanzarlos y mantenerlos de modo que la instalación esté funcionando de forma rentable. Así, en turbinas es necesario tratar de operarla a plena carga la mayor parte del tiempo. Sin embargo, los motores operan con un rendimiento que no varía demasiado a cargas parciales, entre el 30 y el 90% de carga, lo que les posiciona como máquinas de suma flexibilidad de maniobra. Habitualmente se suele escalonar la planta instalando varios motores para adaptar mejor las cargas estacionalmente y por respaldo especialmente ante averías y mantenimiento. Actualmente, se puede conseguir que un motor opere a altos rendimientos y cargas parciales mucho más bajas, llegando al 10% o menos, si son conectados a un variador de velocidad que los regule.

Respecto al respaldo que ofrecen las máquinas ante una demanda de vapor o calor adicional (mayor que la que concede el calor de gases de escape), con turbinas se puede producir una cantidad extra usando un quemador de postcombustión, vertiendo combustible a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Y es que es plausible llevar a cabo esta acción al ser los gases de escape todavía suficientemente ricos en oxígeno. En cambio, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor, en caso de querer realizar una postcombustión. Esto se presenta como un

inconveniente que habitualmente puede sortearse manteniendo calderas auxiliares de reserva.

Los motores (ciclo Otto) al provenir del desarrollo de barcos han venido buscando mayor fiabilidad y una vida útil más prolongada, al contrario que en turbinas (ciclo Diesel) cuya importancia sobre que el peso sea lo más reducido posible es vital. Debido a la gran experiencia que se tiene en motores actualmente se está prácticamente al límite de los máximos rendimientos que se pueden lograr.

En turbinas de gas al buscarse la mayor ligereza están más ligadas al desarrollo de nuevos materiales que vienen a ser los que limitan la temperatura más alta del ciclo y en consecuencia su rendimiento, aunque es una tecnología más puntera al tener un mayor inversión en investigación y desarrollo por parte de las empresas aeronáuticas y militares que las mejoran.

La tabla 16 recoge los principales aspectos característicos de ambos:

Aspecto	Turbina	Motor
<b>Rendimiento mecánico</b>	35%	40%
<b>Oxígeno en los gases de escape</b>	14%	1-2%
<b>Nivel entálpico de la energía térmica remanente</b>	Alto y todo en gases de escape	Medio-bajo y dividido en 2: gases de escape y refrigeración
<b>Coste económico específico</b>	Alto	Medio
<b>Costes específicos de mantenimiento</b>	Alto	Medio
<b>Flexibilidad de entrega de potencia</b>	Malo	Bueno
<b>Ruidos y vibraciones</b>	Alto	Medio
<b>Contaminación atmosférica</b>	Similares	

**Tabla 16. Características principales de turbinas y motores**

A priori parece que son mayores las ventajas de un motor debido al mayor rendimiento y adaptación al grado de carga, así como conllevar menores costes y vibraciones. No es importante que nos proporcione la alta entalpía que da la turbina de gas ya que al no tener servicios de lavandería o vapor no se requieren. Han de atenderse las características técnicas de cada uno de ellos para una mejor evaluación.

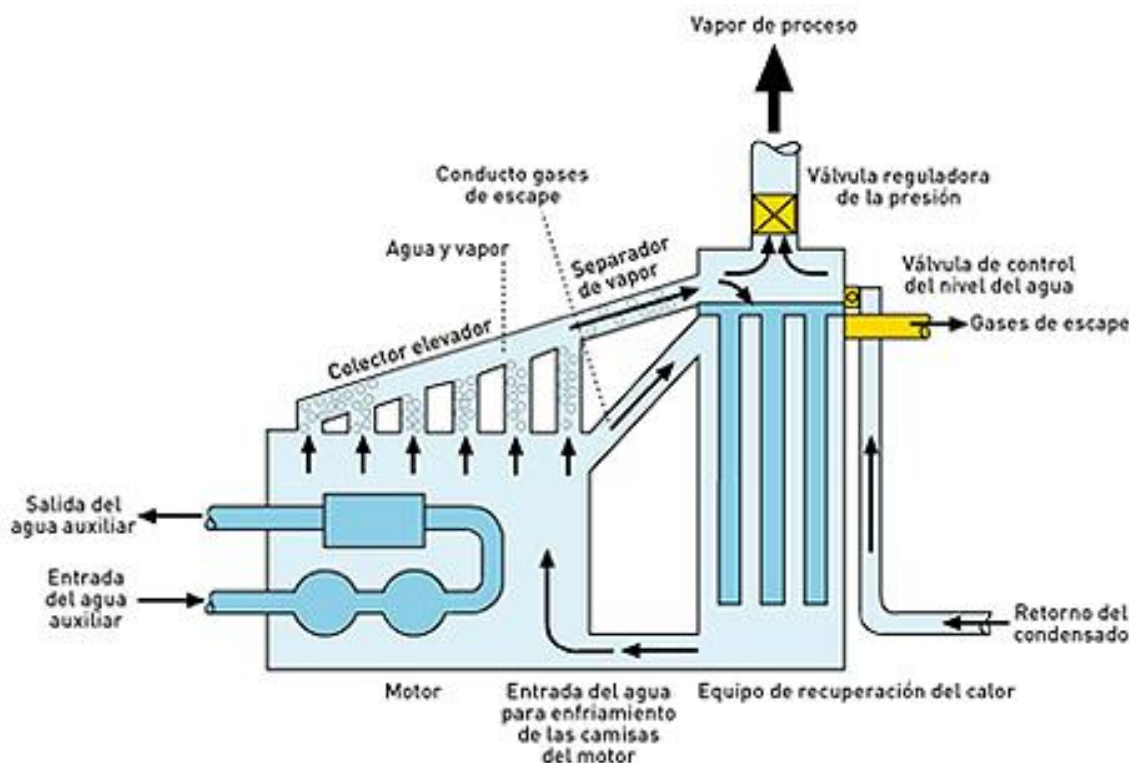
A continuación, aunque ya se hizo una panorámica de motores y turbinas al presentar los tipos de ciclos, se ha creído conveniente incluir en este apartado más información

sobre ambos mostrando las características que más pueden ayudar a tomar la decisión de elección tecnológica final.

#### 4.1.2.1 Características principales de los motores de gas

Los motores de gas natural funcionan según un ciclo termodinámico Otto para los motores de cuatro tiempos o Diesel para los de dos tiempos. Los motores alternativos de gas que se usan en cogeneración se basan en el ciclo Otto. Los motores Diesel utilizan combustibles líquidos y suelen ser los de menor potencia en realidad son de cuatro tiempos (< 15 MW) y los que son de dos tiempos son los mayores (de entre 10 y 50 MW). La combustión se realiza quemando gas, fuel-oil o gasóleo como combustible.

El motor alternativo es una máquina cíclica que tiene un movimiento alternativo del pistón por la reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro y que una biela convierte en movimiento de rotación a través del cigüeñal. Este movimiento permite expulsar los gases de la combustión con otra mezcla nueva, lista para explosionar. Al renovarse el fluido en cada ciclo, se considera por tanto que es un ciclo abierto.



**Figura 32. Esquema funcionamiento motor alternativo. Fuente: Gas Natural Fenosa**

Los motores se pueden clasificar según características como ciclo termodinámico, combustible utilizado, velocidad de giro o relación de compresión, existencia de compresor, tiempos, potencia, etc.

Para el encendido de la mezcla los motores de gas pueden emplearse dos métodos:

- En un motor Otto se requiere el aporte de una energía exterior de activación para producir la reacción, mediante una bujía generalmente
- En un motor Diesel, las condiciones que se dan de temperatura y presión en la cámara de combustión son las precisas para que la mezcla se prenda.

Aunque históricamente los motores Diesel han tenido un rendimiento superior por la mayor relación de compresión que tenían, el avance tecnológico ha permitido competir en el mismo rango de relaciones a los ciclos Otto. La principal limitación en la relación es debida a que no puede aumentarse a valores deseados más altos puesto que surge una contrariedad: al aumentar la relación de compresión aumenta el riesgo de detonación.

El rendimiento mecánico de los motores puede ser muy alto y se puede llegar al 50% en grandes motores de 2 tiempos, aunque en general suele estar entre el 35 – 45 %. El rango de vida útil se sitúa genéricamente entre las 20.000 y las 60.000 horas, pero depende de la potencia y del fabricante.

En contra, se tiene que el calor aprovechable proviene de partes diferentes de la máquina y suele ser de menor temperatura que en turbinas. En relación al mencionado calor que puede ser recuperado en un motor de gas existen cuatro fuentes de energía térmica:

- Gases de escape (400°C)
- Agua de refrigeración de camisas (100°C)
- Agua de refrigeración del aceite de lubricación (110°C)
- Agua de refrigeración del aire comprimido por el turbocompresor (150°C)

Los porcentajes de energía que se pueden obtener de un motor son:

- Gases de escape alrededor de los 400-500 °C que contienen alrededor de un 22% de energía recuperable y un 7% de energía irre recuperable que escapa por la chimenea.
- Agua caliente a alta temperatura, sobre un 15% de energía recuperable
- Agua caliente a baja temperatura, del orden del 10% de la energía que no suele poder ser aprovechada
- Pérdidas del alternador y las del motor mismo por conducción y/o convección sobre el 3-5%.

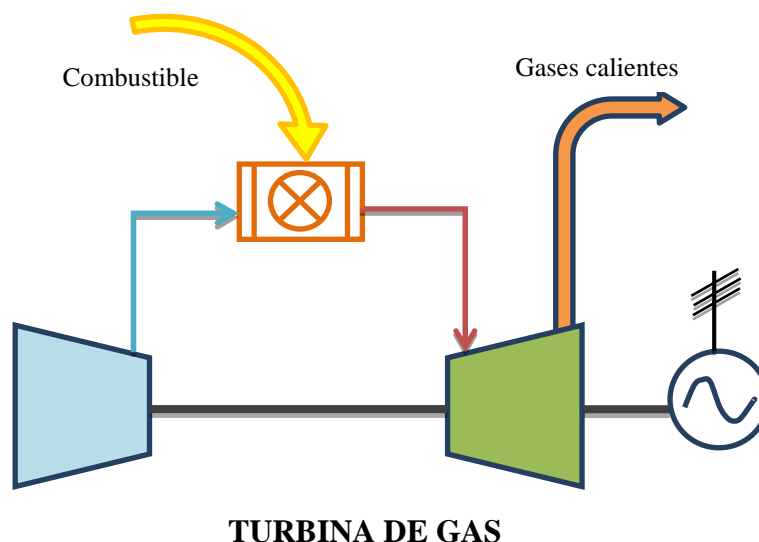
Según va aumentando el tamaño del motor, este funcionará a menos revoluciones. Se tiene por tanto que los motores pequeños rápidos van a 1500 rpm para potencias menores de 1 o 2 MW; a velocidades intermedias de 1000 a 750 rpm las potencias son del orden de 6 MW; a 500 rpm corresponde una potencia de 10-15 MW. Los motores de dos tiempos de hasta 80 MW operan con velocidades incluso menores de 100 rpm.

Sin embargo, en los concernientes a cogeneración con ciclo Otto, los mayores motores son de unos 8MW. De hecho, se juega con la vida útil del motor y su relación con la potencia para tener un compromiso aceptable de duración, pues a mayor velocidad y presión media efectiva se consigue mayor potencia, pero a costa de un mayor desgaste.

En cuanto al mantenimiento de un MCIA de gas natural las rutinas más habituales son el cambio de bujías a las 3.000 horas aproximadamente, el reglaje de los taqués entre las 10.000 y las 20.000 horas, la revisión general se realiza a las 30.000 o 40.000 horas aproximadamente y la sustitución del motor o reacondicionamiento completo suele ser transcurridas las 60.000 horas, aunque actualmente se encuentran motores en el mercado que resisten un periodo de vida útil de hasta 80.000 horas

#### 4.1.2.2 Características principales de las turbinas de gas

Una turbina de gas consiste en un motor térmico rotativo de combustión interna que quema el gas en un turbogenerador. La máquina sigue un ciclo abierto, al igual que los motores alternativos, al irse renovando ininterrumpidamente el fluido que pasa a través de ella. Este consiste en un ciclo Brayton, donde los pasos son reversibles y constan de una 1ª etapa de compresión adiabática, una 2ª etapa de calentamiento isobárico y finalmente de una 3ª expansión adiabática.



**Figura 33. Esquema de turbina de gas**

El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina, así como un alternador.

Las pérdidas de energía se evacuan en forma de calor que se desprende del sistema. Generalmente son inferiores al 3% de la energía que se aporta.

Los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas son siempre menores que los de los MCIA a igualdad de potencia, pero no es problema porque se están fabricando ya con valores cada vez más próximos.

Sin embargo, cuentan a favor con tomar la energía térmica de una sola fuente de recuperación de calor que concentran la mayor: de los gases de escape, los cuales



poseen alta temperatura entre 450 - 600 °C. Esto facilita la combinación con turbinas de vapor (caso de ciclos combinados) aumentando el rendimiento eléctrico total. Este caso es muy adecuado para la producción de vapor en una caldera de recuperación.

### 4.1.3 Solución final adoptada

Después de haber descrito las particularidades, la solución que se ha tomado para desarrollar este proyecto ha sido la de adquirir un motor (MCIA) de gas natural que forma parte de un módulo de cogeneración con el generador eléctrico integrado. Los motivos destacables a favor de esta decisión han sido los siguientes:

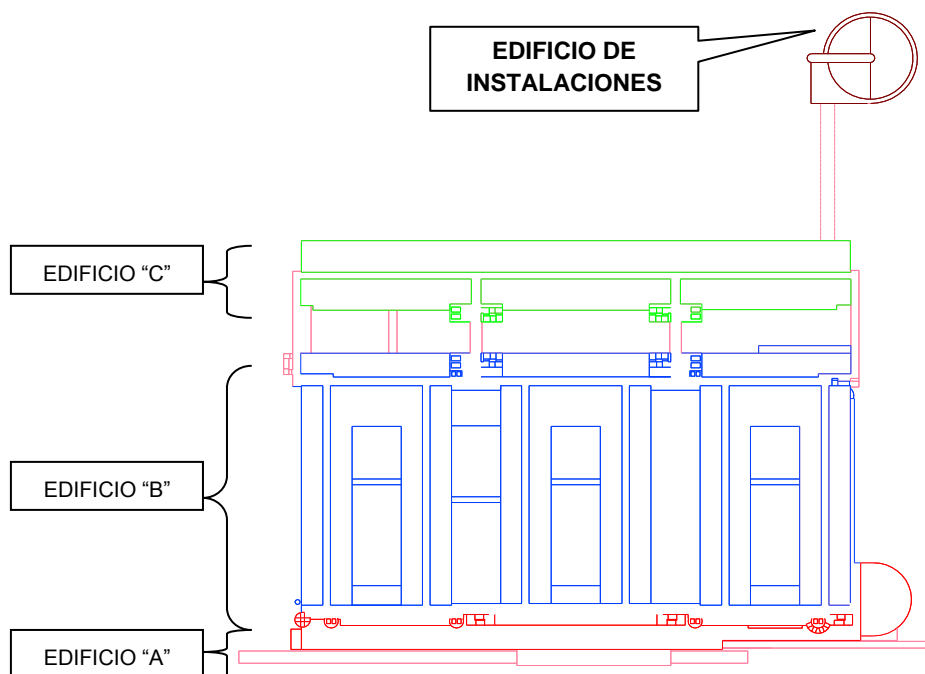
- No hay necesidades de alta entalpía entre los requerimientos de demanda, por lo que el punto fuerte de las turbinas no interviene en las necesidades (ya que el ratio relación calor/electricidad es bajo)
- Los motores pueden adaptarse perfectamente a cargas parciales mientras que las turbinas han de trabajar lo máximo posible de forma constante, y esa rigidez es un obstáculo ante los cambios de potencia estacionales. Un MCIA es capaz de reaccionar a estas variaciones de manera instantánea y sin ver apenas penalizado su consumo específico.
- Menor consumo específico a igualdad de potencia que en las turbinas de gas. En este caso la prioridad es térmica y por tanto beneficia que el consumo de gas esté optimizado.
- Una gran ventaja de los motores de gas es que son adecuados para ser instalados como unidades que fraccionan la potencia mayor. Así tendríamos que para cubrir una potencia instalada de 3.000 kW se podría operar con dos unidades de 1.500 kW o tres de 1.000 kW. Esto viene en favor de la planificación del diseño y posteriormente la posibilidad de ampliación, así como el respaldo que supone tener en funcionamiento siempre alguna unidad si otra sufre una avería. En este proyecto finalmente, después de probar con varios en los estudios preliminares, se ha optado por poner solo uno, pero esto deja la puerta abierta a que si cambiase la normativa en el futuro facilitando un marco favorable a la trigeneración, se puedan poner más motores ya que la potencia del escogido es de un valor cuyos múltiplos se ajustarían a dicha hipótesis, permitiendo el escalonando la instalación
- Facilidad de instalación con el formato de módulo de cogeneración
- Menores costes de instalación, también al requerirse un espacio menor y de sencilla conexión para el módulo
- Al ser una máquina más comúnmente conocida, no se precisa personal tan especializado, incurriendo en menores costes también
- Menores costes de operación debido a su mayor eficiencia eléctrica (aunque requiere un mantenimiento más intensivo con un coste superior que en turbinas)
- Mayor duración del periodo de vida útil
- Mejor comportamiento en cargas parciales
- Mayor posibilidad de hacer arranques y paradas sin que suponga un sobre coste
- Bajo nivel de emisiones, aunque en la práctica son menores disminuidos por la adaptación cargas parciales más bajas

Al determinar el elemento principal para la instalación en el mercado de fabricantes, se suele escoger un módulo de cogeneración que aúne todos los elementos fundamentales en un solo conjunto. Estos integran el generador eléctrico y la caldera de recuperación de gases de escape que van acoplados al motor. Se ensamblan y comprueban por el fabricante para que el cliente solo tenga que conectarlo a red y a su sistema.

Por ello, el siguiente apartado describe otros elementos concernientes a la instalación que se implementaría.

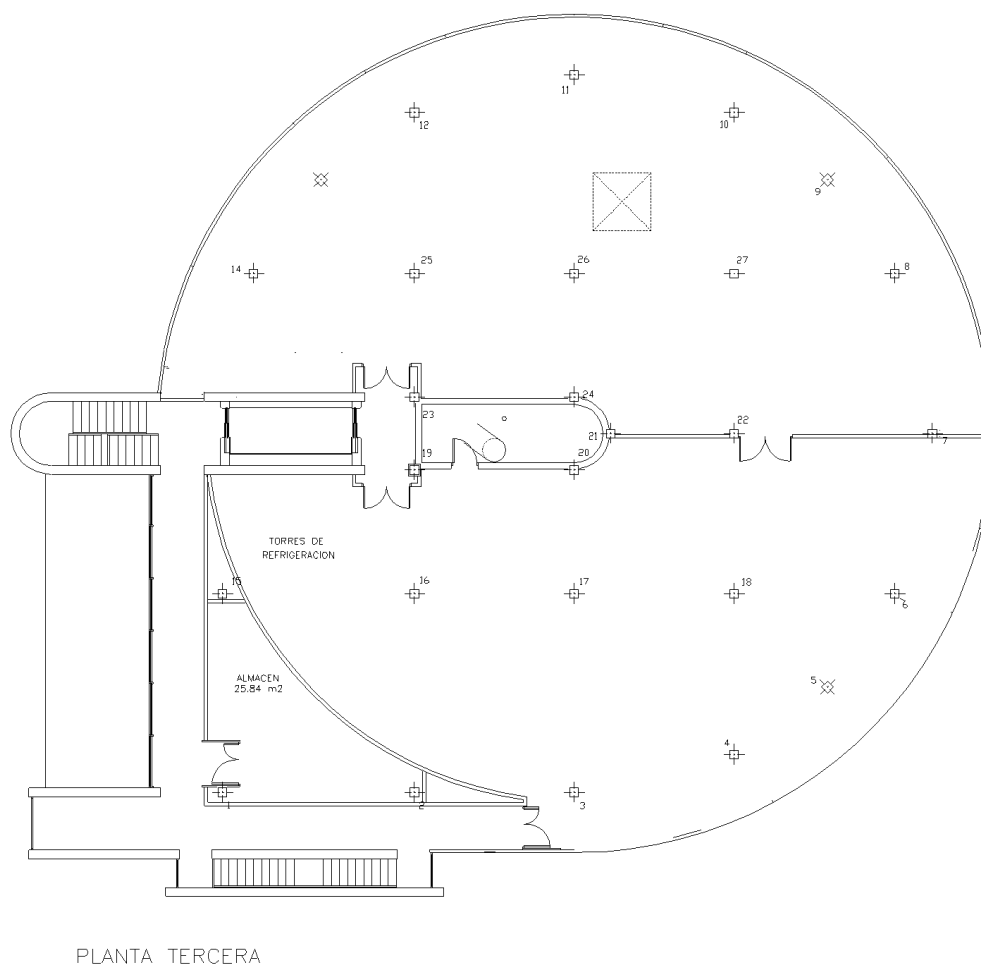
## 4.2 Planos

### 4.2.1 Plano del hospital



**Figura 34. Plano general de edificios del hospital.**  
**Fuente: Hospital de Fuenlabrada**

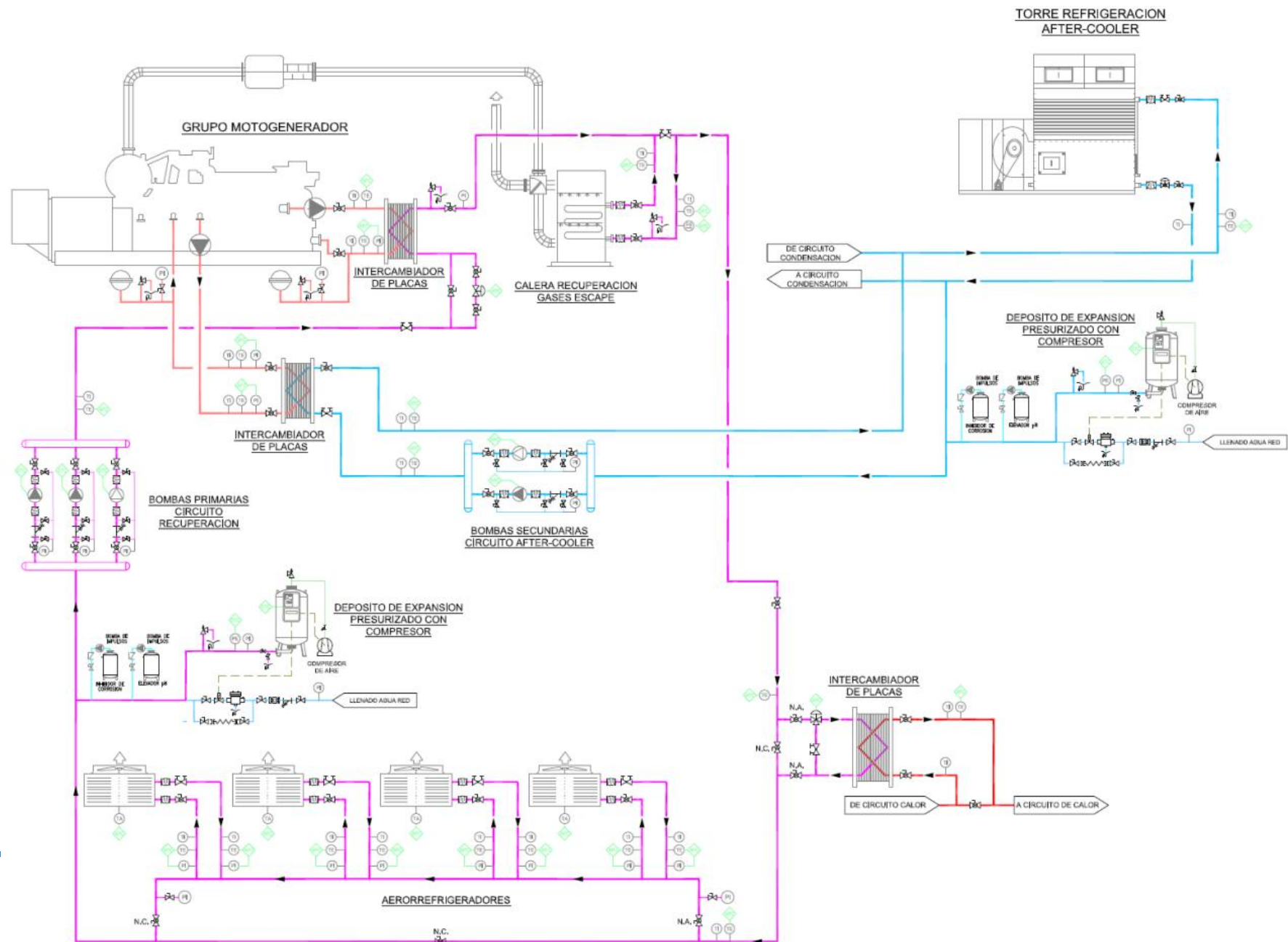
### 4.2.2 Plano planta de instalaciones del hospital



**Figura 35. Edificio instalaciones, planta tercera para instalaciones de cogeneración.**  
Fuente: Hospital de Fuenlabrada

### 4.3 Esquema de funcionamiento

Para la solución tomada de un módulo de cogeneración con motor alternativo, el esquema de la planta, en la que se observan los flujos térmicos, sería el siguiente (Figura 36. Esquema de la planta cogeneradora):



## 4.4 Sistema eléctrico

El alternador del motor será un generador síncrono, por ser éste de una potencia mayor que 1 MW y por su gran adecuación para la regulación de tensión en isla (ya que será lo propio para autoconsumo). Las condiciones de generación son tensión de salida de 400 V y 50 Hz, así como un enganche a la red de distribución que da servicio al hospital de 15 kV.

El complejo hospitalario cuenta con tres centros de transformación, que cada uno incluye varios de transformadores de potencia, tal y como se expuso en el capítulo referente a Datos del hospital. El que dará servicio a la instalación de cogeneración será uno de los ubicados en la planta baja del edificio instalaciones, de 15.000 V/ 400V.

Además cuenta con los seccionadores e interruptores oportunos que garantizan la seguridad del funcionamiento en caso de cortocircuitos o averías, así como con dispositivos de control y protección de los motores.

En general, los generadores trabajan en paralelo con la red recibiendo un servicio de regulación energética. Hasta hace poco cuando se primaba la electricidad vendida, la concepción se basaba en que existe un intercambio dinámico de electricidad entre la red y los generadores propios: se importaba energía cuando la demanda del usuario era superior a la autoproducción y se exportaba si ocurría lo opuesto.

Una instalación de una central de cogeneración eleva las tensiones de la red y esto hay que tenerlo en cuenta al proyectar la instalación.

- Una central inyecta potencia activa y potencia reactiva (esta última puede llegar a ser nula) a la red.
- Con la central parada la tensión cae a lo largo de la línea debido a los consumos existentes. Esta situación cambia al introducir un generador, que perturba la regulación de tensión.

### 4.4.1 Regímenes de funcionamiento

En la siguiente tabla, se quiere exponer la diferencia de funcionamiento de los generadores; nuestro caso se basa en dos de ellos:

- Generador acoplado a la red (la mayor parte del tiempo, al necesitarse la electricidad que no llega a producir el motor)
- Generador con funcionamiento en isla (ante casos de avería o *black-outs*<sup>34</sup> de red, en funcionamiento conjunto inmediato de los grupos electrógenos que se alimentan con gasoil).

---

<sup>34</sup> *Black-out*: Situación de apagón producido por la caída de los generadores de red que afectan al nodo de la instalación.

Generador funcionando en isla	Generador acoplado a la red	Dos Generadores aislados
Control de frecuencia a través de máquina motriz. Dos sistemas de regulación.	La W de la máquina ha de ser la de la red.	Cada uno tiene su regulación primaria independiente.
Velocidad del motor controlada por la posición de la válvula de admisión.	La variable a controlar es la potencia (P).	En ciertos casos se puede hacer que un generador trabaje en forma isócrona y toda la regulación se haga sobre el segundo. Por ejemplo en una central de ciclo combinado (motor o turbogenerador y turbina de vapor), el generador de vapor trabajaría sin ser controlado, mientras el motogenerador se haría cargo de toda la regulación trabajando en forma isócrona.
Regulador primario compara la velocidad del eje del motor, $W_m$ , con la de consigna, $W_{Mc}$ .	Si hay 2 generadores en paralelo con la red: cada uno tiene regulación primaria y secundaria independiente.	
La regulación secundaria actúa sobre $W_{Mc}$ , comparando la frecuencia de consigna de la carga con la frecuencia real.	Toda regulación se hace sobre la planta motriz. El alternador es un simple convertidor de potencia.	En caso que haya más de un generador se debe imponer un reparto de cargas para el funcionamiento en isla.

**Tabla 17. Funcionamiento de los generadores.**

**Fuente: "Taller sobre cogeneración", COGEN España. Julio 2009**

El funcionamiento en isla es uno de los beneficios más importantes de tener un sistema de cogeneración, pues es el que garantiza la seguridad de suministro. En caso de que se pase de operar acoplado a la red a operar en isla se da que:

- El generador pasa a tomar control sobre la tensión y la frecuencia. Los sistemas de regulación se basarán en la carga local y no en la red.
- El generador debe ser capaz de soportar la variación brusca de la potencia.
- La potencia de cortocircuito se reduce considerablemente, cualquier punta de corriente puede hacer bajar la tensión peligrosamente. Se deberá detectar los motores con velocidad de arranque excesiva.

En cuanto a la interconexión de los elementos, estos deberán disponerse de manera que se minimicen las pérdidas de transformación. Idealmente la cogeneración debe interconectarse al mismo nivel de tensión al que se produce el consumo y al menor nivel de tensión posible. De cara a garantizar la calidad de suministro, se deben verificar unos principios técnicos básicos:

- Caída de tensión en la red (oscilará entre 0,5% y un 5% dependiendo de si la interconexión se comparte con otros usuarios (más restrictivo) o con una línea dedicada, respectivamente).
- Capacidad térmica de la línea.

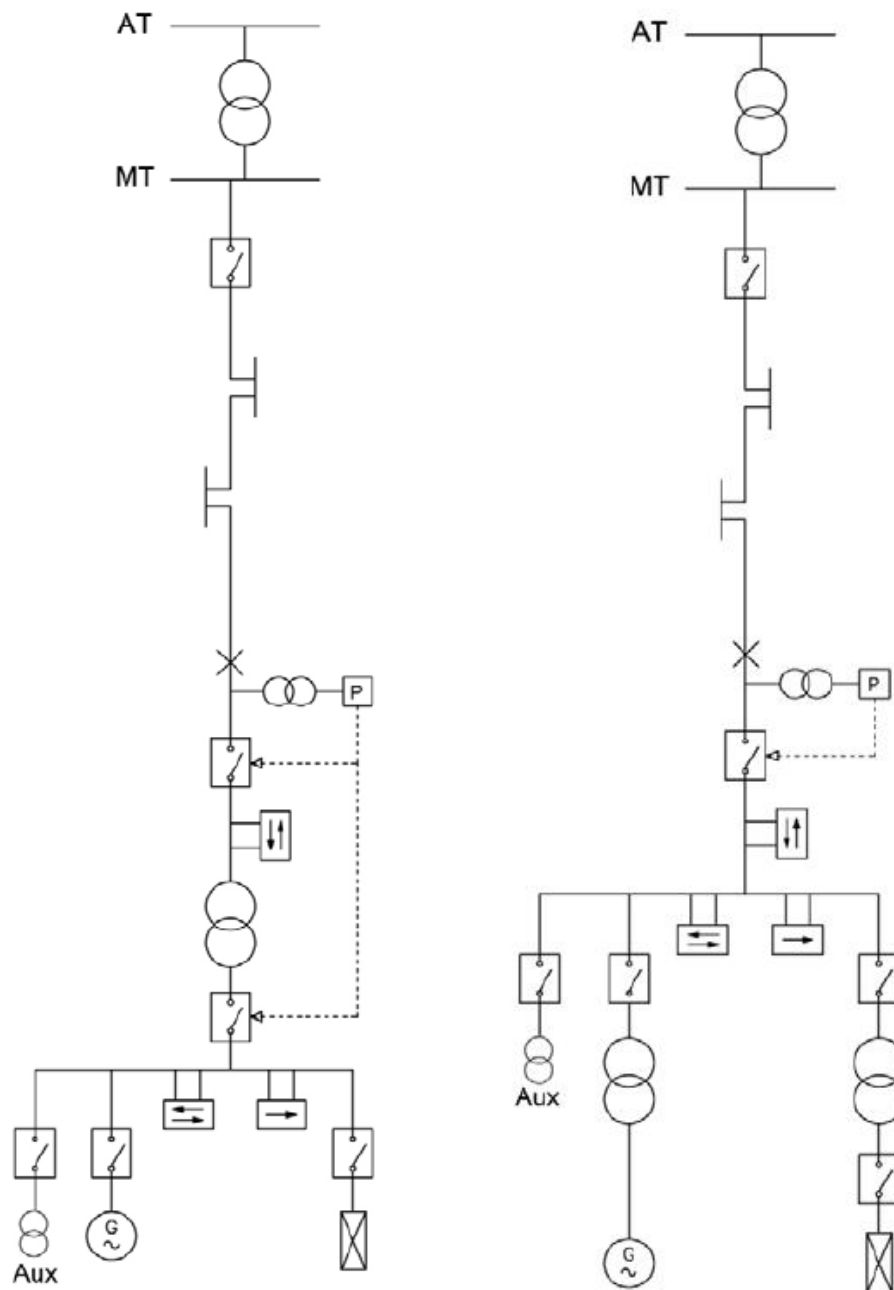
- Capacidad del transformador.
- Factor de potencia de la instalación (cercano a la unidad o regulación reactiva).

La conexión se puede realizar con línea dedicada o compartida con otros usuarios a un centro de transformación AT o MT o a barras de subestación. Para este proyecto, se cuenta con el centro de transformación del hospital que ya albergaba la posibilidad de cubrir la potencia necesaria de equipos de cogeneración.

El esquema de interconexión de una cogeneración puede ser de dos modos:

- Conexión al mismo nivel de tensión que el consumo, que minimiza las pérdidas y se requiere un único grupo de transformación (imagen izquierda).
- Conexión a tensión de consumo diferente de la de generación, para la que se requieren dos grupos de transformación (imagen derecha).



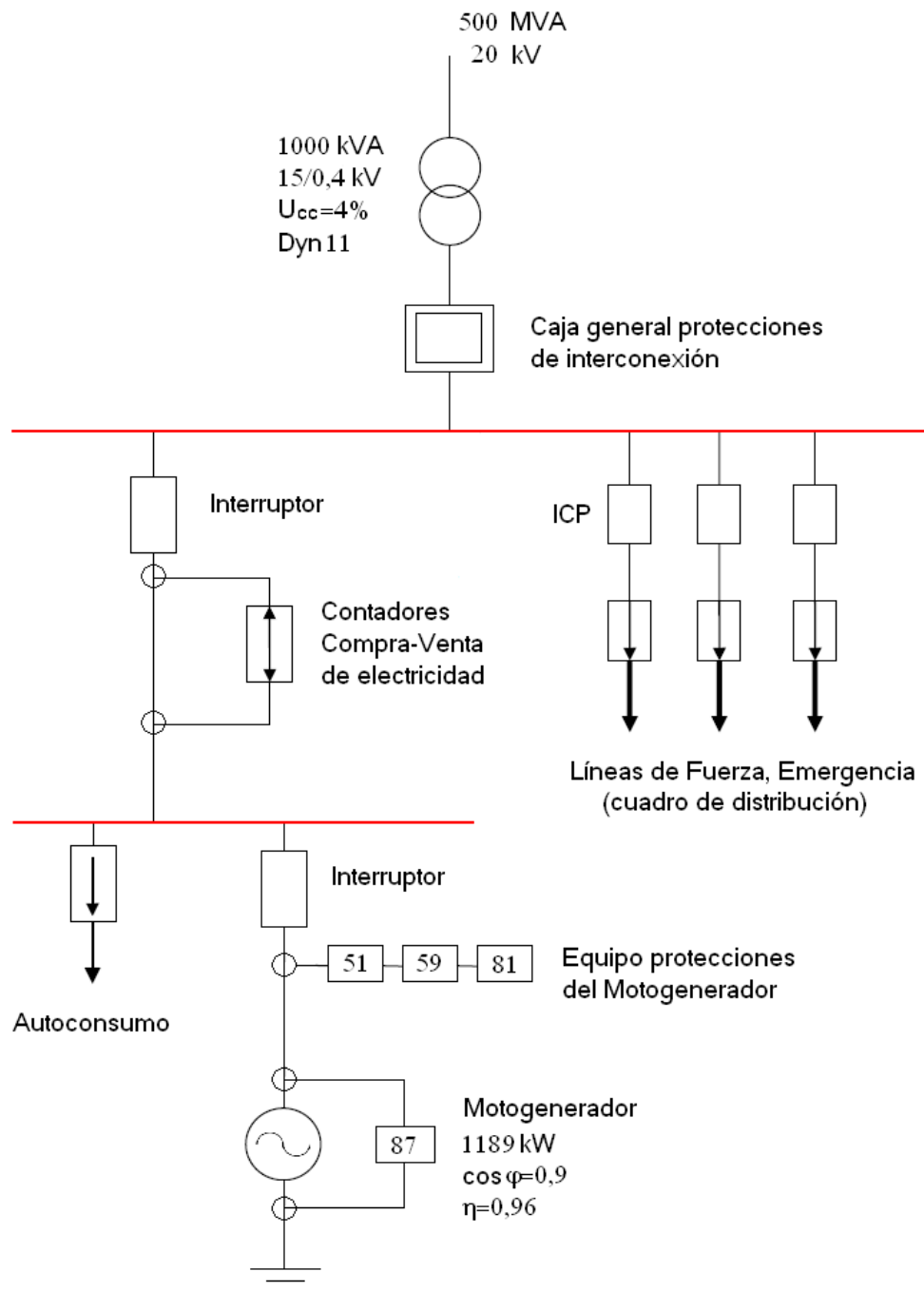


**Figura 37. Esquemas de interconexión eléctrica.**

**Fuente: Taller sobre cogeneración. Presentación COGEN España. Julio 2009**

#### **4.4.2 Esquema unifilar de la instalación eléctrica del generador a red**

Una vez vista los modos de conexión anteriores, se establece el esquema unifilar propio concerniente a la cogeneración a instalar. El diseño de la instalación eléctrica para este hospital es el siguiente y ha de ser efectuado siguiendo las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).



**Figura 38. Esquema unifilar de la instalación eléctrica**

#### 4.4.3 Variadores de frecuencia y grado de carga

Los motores son capaces de funcionar a distintos grados de carga o a cargas parciales en un rango más amplio de lo que son capaces otras máquinas térmicas, como las turbinas de gas. No se ha especificado el grado de carga al que deben funcionar en cada mes o día tipo, ya que en realidad estarán variando constantemente su grado en función de la propia demanda a lo largo de cada día, gracias a los variadores de frecuencia a los que van conectados. Con ellos, los motores pueden variar el grado perfectamente entre el

0% y el 100%. Incluso, durante cortos intervalos de tiempo, pueden funcionar con valores superiores (según las especificaciones de cada variador) siendo el caso más exigente pero posible. Aunque lo normal será que se mantengan en un valor medio en torno al cual está funcionando para cada intervalo, se adaptarán lo más posible a la demanda del momento.

Para adaptarse a dichas demandas, funcionarán en conjunto con un variador de frecuencia que deberá estar conectado en todo momento mientras que los motores vayan a estar en marcha.

En cuanto a la protección que éstos requieren, disponen de señales de alarma (salidas analógicas) y tendrán que estar preparados para detectar los fallos de fase, inversión, sobretensión, etc. Hay que tener en cuenta que es necesario instalar junto al variador un interruptor automático magnético, adecuado a la corriente nominal. Será el fabricante quien indique el requerimiento de la protección.

No obstante, ha de tenerse en consideración, aparte de la demanda instantánea, la perspectiva anual y en conjunto, de manera que:

- Deberá superarse siempre el REE mínimo.
- No funcionarán más de las horas anuales recomendadas por el fabricante.
- Deberá soportar una potencia adecuada y utilizar unos valores de frecuencia seguros para no poner en riesgo el motor o la instalación al funcionar a valores superiores del nominal (cuando exista una demanda superior).
- Las corrientes de arranque y los momentos de aceleración son menores, en comparación con los motores de red fija, lo cual permite equilibrar en cierta medida la red eléctrica y se exige menos esfuerzo a los componentes mecánicos; de este modo, su dimensionamiento resulta más rentable.

## **4.5 Proceso termodinámico**

Llegados a este punto, se van a describir las diferentes fuentes de energía y los distintos usos y consumos para ellas.

### **4.5.1 Fuentes de energía térmica**

Tal y como se describió en el apartado de características del motor, este producirá energía térmica desde dos focos:

- El agua de refrigeración interna de camisas del motor. El líquido evacúa calor interno de las camisas de los cilindros al intercambiador de refrigeración del aceite y a la primera etapa del intercooler. La potencia térmica aprovechable en esta primera etapa es de 535 kW, aumentando el agua su temperatura de 70° a 90° C a la salida.
- Del circuito interno pasa a la caldera de recuperación, donde gana más temperatura gracias a la energía recuperada de los gases de escape del motor. En esta caldera se aprovechan 516 kW, incrementándose la temperatura del agua en esta etapa de 90°C hasta los 108,3 °C.

#### *4.5.1.1 Circuito de agua caliente*

El circuito de agua caliente, llamada también agua de proceso, es un circuito cerrado, que atraviesa las siguientes etapas:

- El circuito de refrigeración interna del motor. Es fundamental que el agua entre a una temperatura de 70 °C.
- La caldera de recuperación. Cuando no exista demanda de energía térmica que aprovechar en esta caldera, los gases recircularán a la atmósfera a través de una válvula de tres vías que les dé salida.
- A la salida de la caldera, se reúnen los dos circuitos del motor, formando un solo recorrido de agua de proceso que alimenta a los siguientes sistemas:
  1. El intercambiador de calefacción en los meses de invierno.
  2. El intercambiador de A.C.S. durante todo el año.

Finalmente, el circuito se divide en dos ramas que retornan al circuito de refrigeración interna del motor.

Además existen varios elementos que realizan funciones complementarias, como la torre de refrigeración de la máquina de absorción y el grupo de motobombas

#### *4.5.1.2 Consumos térmicos*

En la instalación existen dos consumos térmicos:

- Calefacción: Es el principal consumo y el que determinó la potencia del motor. Este circuito se alimenta mediante un intercambiador de calor en el que el agua entra a 108,3 °C y lo abandona a 70 °C. El agua se purgará a un depósito tampón que equilibrará el balance energético del circuito.
- Agua caliente sanitaria: La demanda de A.C.S. se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el año. Se encuentra relacionada con la ocupación del hotel. En el circuito primario de los acumuladores, el agua entra en ellos a 108,3 °C y sale a 70 °C, regresando al circuito de refrigeración interno de los motores, a la temperatura adecuada de entrada.

### **4.5.2 Sistemas de control**

El sistema de control deberá regular los siguientes parámetros, a partir de las medidas necesarias correspondientes:

Para operar una instalación de cogeneración es fundamental controlar las señales de medidas analógicas y digitales que proporcionan la información para operar ajustándose a las demandas, prevenir fallos a través de alarmas y relés y en definitiva coordinar todos los sistemas.

Como se comentó en otros capítulos, el hospital de Fuenlabrada dispone de un sistema centralizado de control y operación, el Sistema de Gestión Asistida por Ordenador (GMAO), con el que supervisa y controla todas las actividades, de manera que está automáticamente comunicada con las instalaciones y equipos, de los que además se registran los datos constantemente. Por lo tanto, una vez que se instale el módulo de cogeneración y demás equipos de la nueva planta, se conectarán asimismo a dicho sistema, integrándose mediante el software con el resto de equipos y automatismos de seguridad que ya operaban en el complejo hospitalario.

No obstante, y pese a los innumerables parámetros y elementos que requieren control, los más importantes en una cogeneración son:

➤ *Velocidad del motor*

El motor tiene un generador síncrono que ha de girar a 1.500 rpm por constar de dos pares de polos en el rotor (lo habitual en estos motores) y poder alimentar a condiciones normales de red, es decir, a 50 Hz de forma constante. Aunque el variador de frecuencia opere posteriormente modificando estos valores para ajustarse a la demanda del momento, los normales son los citados. Los medidores de frecuencia se encargarán de controlar la admisión de gas natural.

➤ *Temperatura del agua caliente*

Las temperaturas del circuito de agua caliente serán controladas mediante termopares u otros aparatos de medida apropiados. Los puntos fundamentales en los que habrán de ser tomadas medidas de temperatura serán en:

- Entrada y salida del circuito de refrigeración interna del motor. Estas temperaturas son de vital importancia para mantener indemne el motor y depende del fabricante.
- Entrada y salida de la caldera de recuperación de gases de escape, que también seguirán los valores dados por el fabricante.
- Entradas y salidas de los intercambiadores de calor para calefacción y A.C.S.
- Entrada y salidas de agua en las torres de refrigeración.

Estas temperaturas serán reguladas con válvulas ubicadas en el circuito de refrigeración térmica. Si se diera la situación de que el agua de retorno no logra las temperaturas adecuadas, esta se desviará para llegar a las torres de refrigeración.

➤ *Presión*

La presión deberá ser controlada en los puntos donde su importancia sea fundamental, como en las entradas y salidas al grupo de motobombas o la admisión de gas natural del motor. La presión podrá regularse con válvulas de presión máxima o interruptores de flujo.

### **4.5.3 Prevención y seguridad**

La instalación deberá cumplir con los requisitos de seguridad de la Ley de

Prevención de Riesgos Laborales y con las normativas de Instalaciones Eléctricas y Cogeneración actuales. Algunos de los dispositivos de seguridad contemplados son:

- Detectores de humo y temperatura que han de colocarse en la sala de motores, en las calderas y en los intercambiadores
- Instalaciones de extinción automática por CO<sub>2</sub>
- Sistema de extintores portátiles
- Sistema de bocas de incendios

#### 4.5.4 Mantenimiento

Las instalaciones que precisan de mantenimiento son:

##### ➤ Motor de gas natural

El mantenimiento en el motor deberá ser primordialmente predictivo, además de correctivo; será controlando y analizando el aceite de lubricación, para así encontrar los posibles modos de fallo. Habrá de hacerse de manera periódica y observándose mientras el motor está trabajando de forma estándar.

Para llevar a cabo operaciones de mantenimiento rutinario, han de establecerse en aquellos momentos generalmente previstos en los que el motor se encontrará parado para que no afecte al tiempo de explotación de la cogeneración.

Para realizar el plan de mantenimiento oficial durante las consabidas revisiones se proporcionarán los siguientes escandallos o elementos:

- Bujías de encendido y arandelas
- Filtros de aceite y de aire
- Juntas de balancines y culatas
- Dispositivos para revisión de bomba de agua transcurridas 11.000 horas de servicio
- Dispositivos para llevar a cabo la revisión de 22.000 horas de servicio
- Camisas de pistón, válvulas, cojinetes de cigüeñal, turbo, segmentos, amortiguadores

A lo largo del periodo de funcionamiento de los motores, se deberían realizar las siguientes revisiones:

- cada 1.300 y 2.500 horas de funcionamiento.
- análisis específicos a las 11.000, 22.000 y 44.000 horas de funcionamiento.

##### ➤ Circuito de agua

El control de los filtros del circuito de recuperación se llevará a cabo mediante la instalación de manómetros diferenciales, aguas arriba y en la parte inferior de cada filtro.

El intercambiador y circuito de calefacción serán revisados durante el verano y el de

A.C.S. será revisado periódicamente para evitar la acumulación de la suciedad.

➤ Variadores de frecuencia

Los variadores de frecuencia son aparatos electrónicos que pueden controlar totalmente un motor eléctrico de inducción al poder regular su velocidad a través de parámetros como la frecuencia u otros relacionados por la ley del flujo magnético. Por ello son llamados también variadores de velocidad. Se comunican con el motor y el resto de la instalación a través de puertos de comunicaciones, red LAN, buses industriales (Profibus), etc.

Una de las ventajas más importantes, aparte de la obvia regulación frecuencial, es que permiten evitar picos de corriente al arrancar el motor, especialmente altos en los arranques directos. Los arranques y paradas son controlados y suaves, sin que existan saltos bruscos. Esto se consigue si se controla el par, que puede hacerse a cualquier velocidad al aumentar o disminuir de forma proporcional la frecuencia. Todas estas relaciones siguen las siguientes fórmulas:

$$n = 60 \frac{f}{2p}$$

donde  $n$  = velocidad real de giro motor en rpm  
 $f$  = frecuencia de la red en Hz  
 $2p$  = número de pares de polos del motor

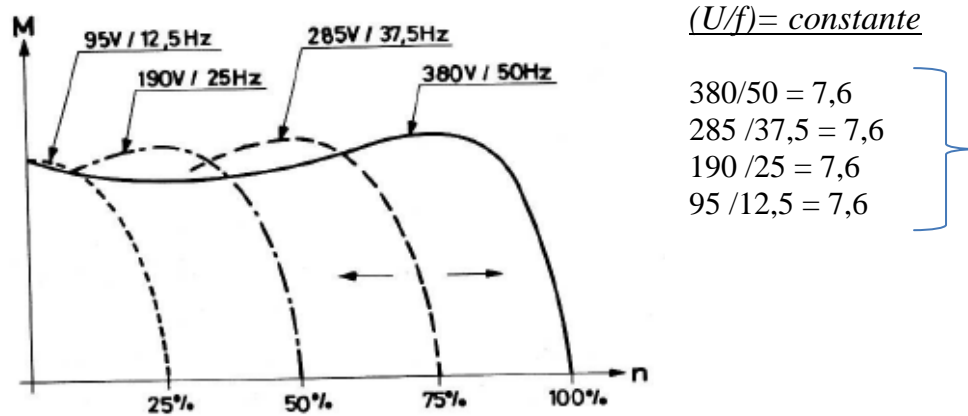
$$T = K \frac{U^2}{f} \quad \text{ó} \quad T = 9550 \frac{P}{n}$$

donde  $T$  = par motriz  
 $P$  = potencia del motor en Hz  
 $U$  = tensión aplicada al inductor (estator)  
 $n$  = velocidad real de giro motor en rpm  
 $f$  = frecuencia en Hz  
 $2p$  = número de pares de polos del motor  
 $K$  = constante

El beneficio derivado en el que se incurre, y que a día de hoy supone un punto muy importante a favor de estos dispositivos, es el ahorro en combustible y el ahorro económico que ello supone, ya que la disminución de la velocidad a un mismo par conlleva menor cantidad de combustible inculada al motor y menos desperdicio que en casos a plena carga con bajas demandas (que ocurren, por ejemplo, con turbinas de gas), así como un menor desgaste y un menor mantenimiento, debido a que las frenadas suelen ser eléctricas.

Si por el contrario, se necesita aportar momentáneamente una potencia más elevada, se puede hacer funcionar el motor a frecuencias más elevadas, como 87 Hz, que aprovechen el motor ampliando su rango de actuación. No obstante, el par no puede variar demasiado para que no circulen altas intensidades, sobre todo en los arranques, que comprometan tanto al motor como al variador.





**Figura 39. Curvas par-velocidad para par constante (motor de 380 V y 50 Hz).**

**Fuente: Sistemas de Regulación y Control Automáticos.**

**Fernando Sevillano Calvo. 2010 - 2011**

## 4.6 Elementos de la instalación

En este apartado se describe, las características de los elementos más importantes de la instalación.

### 4.6.1 Módulo de cogeneración

El motor será un módulo de cogeneración **Jenbacher J416 GS type 4**, que incluyen además del grupo electrógeno, un sistema de recuperación de energía térmica en su interior.

Los principales elementos que componen este módulo se analizarán en los siguientes apartados.

#### ➤ Motor de gas natural

El motor de combustión interna alternativo funciona según un ciclo de Otto, que además de incluir el grupo electrógeno, también incluye un sistema de recuperación de calor. En la Tabla 18, pueden observarse las características más significativas del motor.

Características del Motor	
Cilindrada (litros)	49
Número de cilindros	16
Configuración	V a 70°
Carrera (mm)	185
Relación de compresión	12,5
Combustible	Gas Natural
Velocidad nominal (rpm)	1.500

**Tabla 18. Características del motor. Fuente: Fabricante (Jenbacher)**

Se trata de un motor de cuatro tiempos con turbo alimentación de la mezcla y refrigeración de la misma. Dispone además de un sistema de encendido de elevado rendimiento y regulación electrónica para la formación de la mezcla, trabajando según el principio de combustión de mezcla pobre.

#### ➤ Sistema de recuperación térmica del motor

El módulo viene previsto de un sistema interno de refrigeración, alimentado por agua, del que pueden obtenerse un total de 535 kW. El agua, entra en el circuito a 70 °C y lo abandona a 90 °C con un caudal de 14,09 kg/s.

Balance energético			
Potencia eléctrica en bornas		kW	1.189
Potencia térmica		kW	1.201
Calor del circuito de camisas HT	±8 %	kW	535
Calor del circuito de mezcla LT	±8 %	kW	86
Calor de gases de escape hasta 120°	±8 %	kW	516
Radiación del motor		kW	35
Radiación del generador		kW	28
Consumo de combustible	±5 %	kW	2.765
Rendimiento eléctrico		%	42,9
Rendimiento térmico		%	43,4
Rendimiento total		%	86,3

**Tabla 19. Balance energético módulo de cogeneración**  
Fuente: Fabricante (Jenbacher)

Los intercambiadores de calor están montados sobre la bancada del grupo para formar una unidad compacta con el motor, completamente entubada.

El agua del circuito de recuperación atraviesa distintas partes, mientras va ganando temperatura hasta los 90 °C. Estas partes son:

- Intercambiador de calor aceite / agua de proceso.
- Intercambiador de calor de mezcla / agua de proceso.
- Intercambiador de calor de camisas / agua de proceso.

#### ➤ Generador síncrono

El módulo viene equipado con un alternador Leroy Somer o similar. La disposición constructiva del generador es la de un alternador con estator de polos interiores y rotor de polos salientes, regulador de voltaje estático, alimentado por la excitatriz auxiliar de imanes permanentes.

Este tipo de alternadores es apto para servicio en paralelo con la red y sus características principales son:

Características del Alternador	
Potencia (kVA)	1.900
Frecuencia (Hz)	50
Tensión (V)	400
Clase de aislamiento	H
Rendimiento a $\text{fdp}=1$	97,4%
Rendimiento a $\text{fdp}=0,8$	96,6%
Protección IP	23

**Tabla 20. Características del alternador. Fuente: Fabricante (Jenbacher)**

### 4.6.2 Caldera de recuperación de los gases de escape

El aprovechamiento del calor de los gases de escape de la combustión, se llevará a cabo en una caldera recuperadora. En esta caldera se recuperarán aproximadamente 568 kW, enfriándose los gases de escape desde los 422 °C, con los que abandonan el motor, hasta los 120 °C, con los que son expulsados a la atmósfera tras atravesar el catalizador. El agua proveniente del circuito de recuperación de energía térmica de los motores, se calentará desde los 92 °C hasta los 101,64 °C.

La caldera de recuperación se ubicará en la sala contigua a la sala de motores. Cuando no exista demanda energética en el proceso, y por lo tanto, no sea necesario aprovechar el calor contenido en los gases de escape, éstos se enviarán a la atmósfera. Serán enviados mediante una válvula de tres vías del tipo proporcional y con mando motor, que será gobernada por una sonda colocada a la salida del circuito secundario del recuperador de agua caliente.

La caldera consta de los siguientes elementos:

- Cámara de entrada con conexiones para limpieza.
- Intercambiador compacto con haz de tubos de tiro.
- Cámara de salida con conexiones para limpieza y con purga de condensados.
- Elementos termoelectrónicos para registrar la temperatura de los gases de escape en la salida del intercambiador.
- Elemento termoelectrónico para la temperatura en la superficie de las placas.
- Válvula de seguridad para vigilar el circuito de agua caliente de proceso.

### 4.6.3 Intercambiadores de calor

Existen dos intercambiadores de calor principales y que son objeto de este proyecto:

- Un intercambiador para el motor cuya función es evacuar la energía térmica del circuito de refrigeración, al circuito de agua de proceso. Este intercambiador circuito de refrigeración sea demasiado grande.
- Un intercambiador para el agua de proceso en el circuito de calefacción

Estos intercambiadores serán placas y tendrán las siguientes características principales:

- El fluido utilizado será agua con glicol que baja hasta -50° la temperatura de solidificación del agua y aumenta hasta los 105°C la temperatura de ebullición. Tiene el inconveniente de reducir el coeficiente de película y por tanto, transmitir peor el calor.
- Espesor de las placas: 0,5 mm.

### 4.6.4 Acumuladores de A.C.S

Existirán varios acumuladores de A.C.S. Las principales características de los acumuladores serán:

- Dispondrán de un medidor de temperatura, tanto a la entrada como a la salida.
- Dispondrán de válvulas de alivio para evitar sobretensiones.

#### 4.6.5 Torre de refrigeración

Se instalará una torre de refrigeración para evacuar el calor excedente cuando Las demandas térmicas sean menores que la producción.

#### 4.6.6 Instalación eléctrica

La tensión de generación de los alternadores será de 400 V, elevándose posteriormente esta tensión a 15 kV en dos transformadores elevadores de tensión de 1.500 kVA de potencia nominal.

Debido a la posibilidad de exportación de potencia a la Red de la compañía eléctrica suministradora, se montarán contadores electrónicos combinados activo-reactivos bidireccionales. Se montará uno en la línea de acometida de 15 kV, con un único módulo de tarificación, centralizándose la información de la compra-venta de energía en un ordenador, con el software necesario. Siguiendo las exigencias de la compañía eléctrica suministradora se sustituirán, así mismo, los transformadores de intensidad y tensión existentes, por transformadores de potencia y precisión definidos por la compañía en el manual técnico de autogeneradores.

Para el centro de cogeneración se han previsto cabinas metálicas en las que se alojarán los equipos y aparatos necesarios. Dichas cabinas se montarán en una sala de cuadros eléctricos, de nueva construcción situada en el área de cogeneración.

Los transformadores elevadores se situarán en la subestación de 15 kV y a ellos se llegará mediante una línea de cable aislado en la bandeja, por el rack existente.

Este cuadro de cogeneración constará de las siguientes celdas:

- Dos celdas de protección de grupo, conteniendo cada una:
  - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.
  - 2 Embarrado de puesta a tierra y seccionador.
  - 3 Interruptor de corte en SF<sub>6</sub> de 630 A, 420 V y poder de corte de 20 kA.
  - 4 Un transformador de tensión.
  - 5 Un transformador de intensidad.
  - 6 Indicador de Tensión, bobina mínima, cierre y disparo a 48 V de c.c.
- Una Celda de salida al centro de distribución de 7,2 kV conteniendo:
  - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.
  - 2 Interruptor de corte en SF<sub>6</sub> de 630 A, 420 V y poder de corte de 20 kA.
  - 3 Un transformador de intensidad
  - 4 Embarrado de puesta a tierra.
  - 5 Indicador de tensión.
- Una celda de sincronismo de barras a 380 V conteniendo:
  - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.

- 2 Embarrado de puesta a tierra.
- 3 Fusibles de protección para los transformadores de tensión.
- 4 Un transformador de tensión de doble secundario.
- 5 Indicador de tensión.

Para el control, mando y protección de la cogeneración, se preverá un cuadro que incluirá la siguiente información:

- Sinóptico de la instalación.
- Indicadores de posición de los interruptores.
- Alarma de transformadores y su tratamiento.
- Distribución de los circuitos de c.a. y c.c.
- Enclavamiento de los interruptores.
- Mando manual – distancia de alarmas.
- Disparo de emergencia de los grupos.
- Reposición de disparos.
- Voltímetro de conmutador para tensiones de barras y grupos.

#### ➤ Servicio auxiliares

Para la alimentación de los equipos auxiliares que requieran los motogeneradores para su arranque y durante su funcionamiento, se ha previsto un cuadro de servicios auxiliares.

La alimentación de este cuadro se realizará desde un transformador exterior. Este cuadro alimentará a su vez a los respectivos cuadros de maniobra correspondientes al equipo motor-generador.

#### ➤ Distribución

La realización de este montaje será visible y por zanja, utilizándose cuando sea necesario, bandejas para la colocación de cables.

La distribución del alumbrado se realizará con luminarias fluorescentes estancas de corriente alterna (AC), protección IP-55 para interior. En las zonas exteriores se montarán luminarias apropiadas, previéndose luminarias autónomas de emergencia, con la disposición oportuna.

La distribución de la malla de tierra se realizará con una red enterrada mediante picas cobreadas de 1,5 m de longitud y cable de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de sección. Los alternadores irán convenientemente puestos a tierra a través de una pica, con las características anteriormente mencionadas.

Cada equipo y armario se conectará a tierra mediante cable de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

#### ➤ Protecciones

En este apartado se recogen las protecciones mínimas en el punto de conexión de la red en caso de falta, bien en la red, bien en la instalación de autogeneración:

- Un relé de mínima tensión
- Un relé de máxima tensión con disparo temporizado en tiempo fijo regulable entre 0,11 y 1 segundo.
- Un relé de máxima tensión para desconexión del generador en el caso de que se produzca una tensión superior a un 7% a la nominal. Dispondrá de un disparo temporizado en tiempo fijo regulable entre un segundo y cinco minutos.
- Un relé de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierras en la red.
- Relés de máxima y mínima frecuencia para detectar el funcionamiento en red aislada.
- Teledisparo, es decir, una desconexión del interruptor del acoplamiento por apertura de interruptor en cabecera de línea.

#### **4.6.7 Grupo de bombas**

Deberán situarse las bombas adecuadas al caudal y a la altura necesaria en los siguientes puntos de la instalación:

- Dos bombas en la salida del circuito de refrigeración térmica interna de los motores (circuito de agua de proceso), hacia las calderas de los gases de escape.
- Cuatro bombas en la salida de la torre de refrigeración de la máquina de absorción.
- Dos bombas en la salida del sistema de descalcificación, hacia la torre de refrigeración de la máquina de absorción.

#### **4.6.8 Obra civil**

En el hospital ya estaba previsto el espacio para una instalación de cogeneración, por lo que la obra civil respectiva ya se encuentra realizada.



## 5. CÁLCULOS

Para hacer los cálculos de producción energética del motor, se han tenido en cuenta dos factores principales que la condicionan:

- horas de funcionamiento por ciclo de vida de la máquina
- potencia anual media (por hora) como referencia a cubrir en vez de tratar de cubrir los máximos siempre.

Además, otras razones respecto a cómo se ha venido calculando habitualmente en los estudios de años atrás, que se basaban en la retribución por primas eléctricas y por tanto un sobredimensionamiento de la instalación, son:

- REE mayor, buscando una producción adaptada a la demanda en vez de la máxima para vender electricidad a red (no necesitando ajustarse al mínimo exigido para conseguir la mayor retribución).
- Escalonamiento y adaptación de la potencia con varios motores (especialmente al cubrir demandas de frío) y el uso de variadores de frecuencia, lo que permite una mayor flexibilidad para ajustarse a las demandas.

El estudio de viabilidad va a consistir en el análisis de varios escenarios que permitirán elegir la mejor opción para adaptarse a la situación actual que vive la cogeneración sin retribuciones de régimen especial. Aunque anteriormente se ha hecho un primer contraste para elegir entre turbinas de gas y motores alternativos, se van a realizar otros dos estudios comparativos:

- Análisis técnico: 1. Trigeneración VS 2. Cogeneración.  
Es decir, en el primer caso se tomarán en cuenta las demandas de frío para ser cubiertas con el calor de los motores a través de máquinas de absorción, y en la segunda propuesta, sólo se cubren demandas de calor y electricidad pero no se cubre frío.
- Análisis económico: 3. Autoconsumo VS 4. Balance Neto.  
Debido a la normativa actual, tan sólo se comentará brevemente por qué se analiza el estudio para Autoconsumo y por qué se descarta el Balance Neto.

En el análisis técnico, la razón que determina por qué no se contempla sólo estudiar una planta que proporcione todos los recursos energéticos de (es decir, sólo trigeneración, que incluye producción de frío como añadido a la cogeneración) es el hecho de que la maquinaria que precisa la trigeneración (máquinas de absorción) resulta actualmente tan cara y con un rendimiento tecnológicamente bajo que puede imposibilitar la rentabilidad del proyecto. Además, el hecho de que el hospital cuente con enfriadoras con un COP bastante alto hace que sea muy costoso (en kWh) hacer frente a convertir sus consumos eléctricos en térmicos, lo que posiblemente termine dando un plazo de amortización demasiado grande. Es por eso que se incluye el segundo estudio puede ser más rentable tratar de cubrir las demandas térmicas sólo de ACS y la mayor parte de calefacción del año con cogeneración.

## 5.1 Demandas térmicas y análisis técnico

Una vez conocidas las cantidades de consumo de energía para calefacción y ACS, hay que conocer la energía térmica equivalente referente al consumo eléctrico destinado a las enfriadoras del hospital. Este paso corresponde sólo al caso de estudio con trigeneración. Conociendo esto y su capacidad de producción de frío podrá saberse cuánto sería la energía térmica para frío que necesitaría una máquina de absorción.

### 5.1.1 Caso 1: Trigeneración

El hospital dispone de dos tipos de enfriadoras: centrífugas y de tornillo. La diferencia que nos incumbe es el distinto COP que conllevan, según fabricante. Cabe decir que el funcionamiento de una enfriadora, como tantas otras máquinas, a distinto nivel de carga el rendimiento de estas varía, y por tanto varía su COP. El fabricante suele determinar unos valores medios de rendimiento en función de la carga, que se tabulan a continuación. Para la enfriadora de tornillo se considera constante a todos los grados de carga dado que siempre va a trabajar al 100%. Además, como parte del *know-how* del personal del hospital, estos valores de operación son demasiado teóricos y en la práctica los consumos parecen determinar un rendimiento menor, por lo que se aplicará una reducción del COP de un 1% al transformar la demanda eléctrica de los compresores en necesidad térmica para las máquinas de absorción, margen de reducción de funcionamiento realista y fuera de las condiciones óptimas de ensayo del fabricante.

COPS enfriadora según grado carga	Centrífugas	Tornillo
Grado carga = 50%	5,62	5,6
Grado carga = 75%	6,59	5,6
Grado carga = 100%	5,62	5,6

Tabla 21. COP de enfriadoras a distintos grados de carga

	Tipo enfriadora y grado carga según mes	COP real	Rendimiento Máq. Absorción	Consumo eléctrico para Refrigeración (kWh)	Necesidad de calor de las enfriadoras (kWh)
Enero	Tornillo	4,6	0,7	21.173	<b>139.138</b>
Febrero	Tornillo	4,6	0,7	38.774	<b>254.798</b>
Marzo	Tornillo	4,6	0,7	66.579	<b>437.522</b>
Abril	Centrífuga (50%)	4,62	0,7	111.336	<b>734.814</b>
Mayo	Centrífuga (75%)	5,59	0,7	192.789	<b>1.539.559</b>
Junio	Centrífuga (75%)	5,59	0,7	239.404	<b>1.911.810</b>
Julio	Centrífuga (100%)	4,62	0,7	327.483	<b>2.161.385</b>
Agosto	Centrífuga (100%)	4,62	0,7	328.712	<b>2.169.499</b>
Septiembre	Centrífuga (75%)	5,59	0,7	211.581	<b>1.689.625</b>
Octubre	Centrífuga (50%)	4,62	0,7	127.172	<b>839.337</b>
Noviembre	Tornillo	4,6	0,7	52.920	<b>347.760</b>
Diciembre	Tornillo	4,6	0,7	21.441	<b>140.895</b>

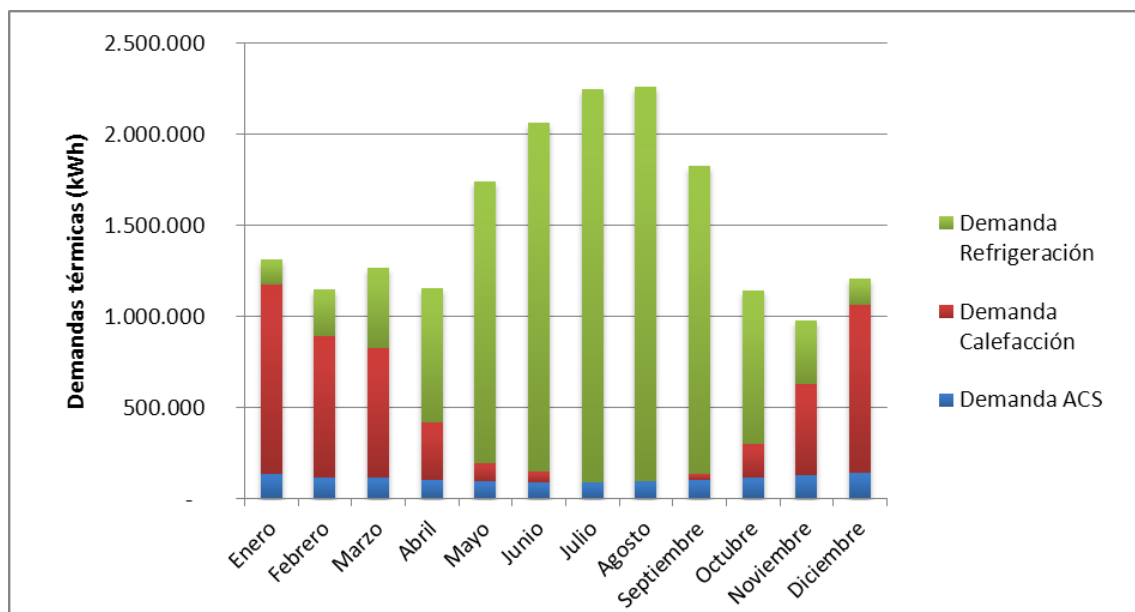
**Tabla 22. Transformación electricidad para frío a necesidades térmicas**

A continuación, la demanda de gas total (indicada en el apartado de Consumos térmicos del hospital) se desglosa en sus dos conceptos: la parte concerniente a calefacción y la parte destinada a agua caliente sanitaria. Esas cantidades, junto al calor que necesitaría la máquina de absorción (equivalente de las enfriadoras) suman el total de energía térmica.

	Demanda ACS (kWh)	Demanda Calefacción (kWh)	Demanda de Calor de las Enfriadoras (kWh)	Demanda Total Térmica (kWh)
Enero	137.749	1.036.982	139.138	<b>1.313.869</b>
Febrero	118.276	772.566	254.798	<b>1.145.640</b>
Marzo	115.577	710.807	437.522	<b>1.263.906</b>
Abril	101.990	317.825	734.814	<b>1.154.630</b>
Mayo	95.241	102.600	1.539.559	<b>1.737.400</b>
Junio	91.317	60.317	1.911.810	<b>2.063.443</b>
Julio	87.325	-	2.161.385	<b>2.248.711</b>
Agosto	92.901	-	2.169.499	<b>2.262.400</b>
Septiembre	103.681	31.731	1.689.625	<b>1.825.037</b>
Octubre	117.354	185.290	839.337	<b>1.141.980</b>
Noviembre	125.911	501.243	347.760	<b>974.914</b>
Diciembre	143.122	921.784	140.895	<b>1.205.800</b>
<b>Total</b>	<b>1.330.444</b>	<b>4.641.145</b>	<b>12.366.142</b>	<b>18.337.730</b>

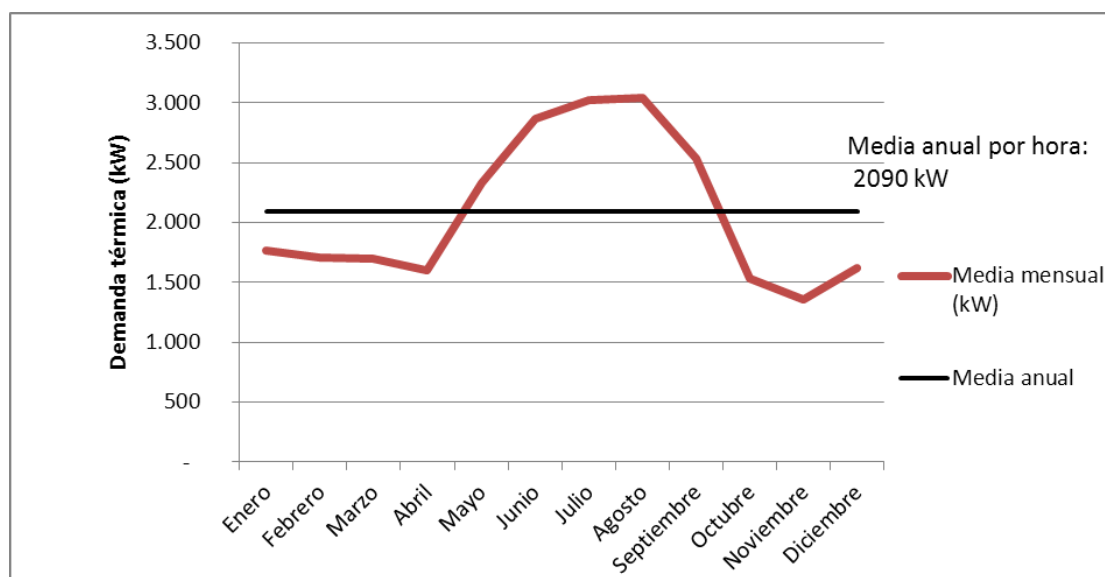
**Tabla 23. Desglose y total de demandas térmicas para trigeneración**

De la gráfica por conceptos, se aprecia rápidamente que los mayores consumos térmicos son los necesarios para producir frío:



**Figura 40. Resumen demandas térmicas por conceptos**

La elección de los motores tiene como referencia primera la demanda de potencia instantánea anual que se observa en el siguiente gráfico, de 2.090 kW, para acercarnos a cubrir ese valor como mínimo, pero no eligiendo un motor de esa potencia, sino que hay que basarse en lograr la mayor flexibilidad a la adaptación a la demanda, lo que se conseguirá con varios motores.

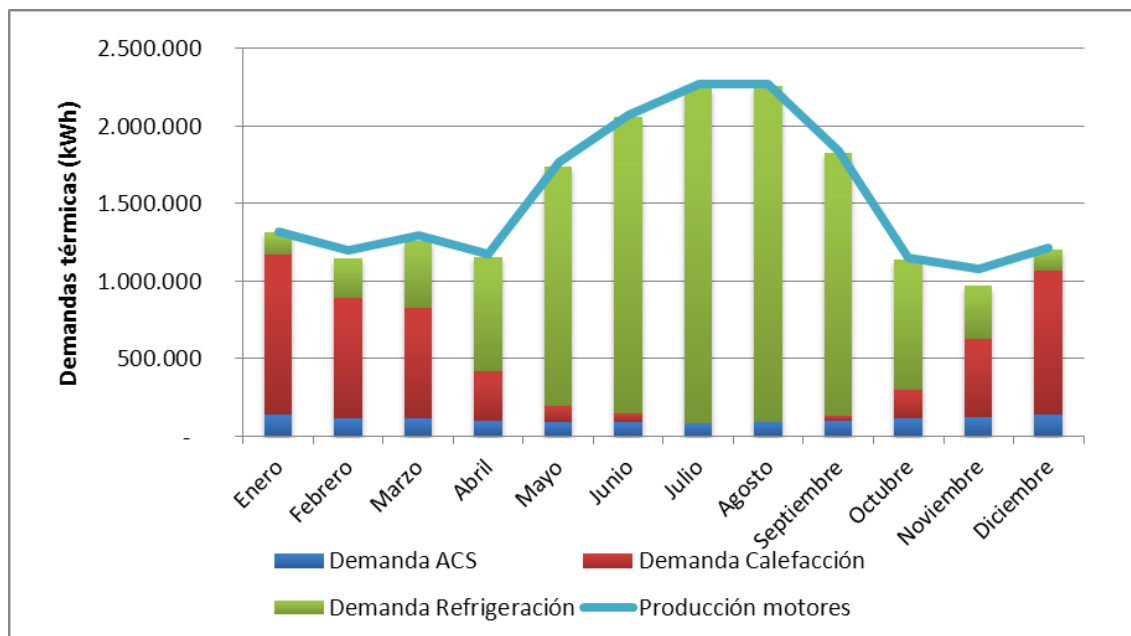


**Figura 41. Demanda térmica y media anual de trigeneración**

Para producir la energía, se eligen 3 motores Jenbacher J416 GS type 4 de 1.201 kWt y 1.189 kW<sub>e</sub>, que funcionan de forma escalonada entre 2 y 3 motores durante 6.185 horas para producir la totalidad de la demanda térmica (refrigeración, calefacción y ACS).

Durante los meses más fríos solo están funcionando dos de ellos y el resto los tres a la vez. Al final del análisis económico se concluirá cuáles son los pros y contras (periodo amortización, inversión inicial, viabilidad con el sistema de no retribución, etc.) y compararlo con el caso de cogeneración.

La gráfica muestra la producción térmica de los motores elegidos totalmente ajustada para producir las demandas térmicas y la necesidad calorífica de las enfriadoras:



**Figura 42. Demanda Térmica Anual Trigeneración, año 2013**

La producción de los tres motores y el consumo de gas de los mismos son los siguientes:

	Pot. Térmica (kW)	Pot. Eléctrica (kW)	Combustible (kW)	Número motores	Motores en marcha	Potencia Térmica Total (kW)	Potencia Eléctrica Total (kW)	Combustible total (kW)
Enero	1.201	1.189	2.767	2	A, B	2.402	2.378	5.535
Febrero	1.201	1.189	2.767	2	A, C	2.402	2.378	5.535
Marzo	1.201	1.189	2.767	2	B, C	2.402	2.378	5.535
Abril	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Mayo	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Junio	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Julio	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Agosto	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Septiembre	1.201	1.189	2.767	3	Todos	3.603	3.567	8.302
Octubre	1.201	1.189	2.767	2	A, B	2.402	2.378	5.535
Noviembre	1.201	1.189	2.767	2	A, C	2.402	2.378	5.535
Diciembre	1.201	1.189	2.767	2	B, C	2.402	2.378	5.535

**Tabla 24. Producción energética de los motores en trigeneración**

Los resultados de la tabla anterior tras multiplicar por número de horas cada mes se indican en la siguiente tabla y se incluyen también las demandas térmica y eléctrica para observar la cobertura energética que ofrecen los motores:

	Horas/ mes	Potencia Térmica Mensual (kWh)	Potencia Eléctrica Mensual (kWh)	Combustible Mensual (kWh)		DEMANDA TÉRMICA (kWh)	DEMANDA ELÉCTRICA (kWh)
Enero	550	1.321.100	1.307.900	3.044.009		1.313.869	1.037.484
Febrero	500	1.201.000	1.189.000	2.767.281		1.145.640	930.567
Marzo	540	1.297.080	1.284.120	2.988.664		1.263.906	1.043.077
Abril	325	1.170.975	1.159.275	2.698.099		1.154.630	1.002.020
Mayo	490	1.765.470	1.747.830	4.067.903		1.737.400	1.012.143
Junio	575	2.071.725	2.051.025	4.773.560		2.063.443	1.020.616
Julio	630	2.269.890	2.247.210	5.230.161		2.248.711	1.037.028
Agosto	630	2.269.890	2.247.210	5.230.161		2.262.400	1.040.921
Septiembre	510	1.837.530	1.819.170	4.233.940		1.825.037	1.033.013
Octubre	480	1.152.960	1.141.440	2.656.590		1.141.980	1.028.939
Noviembre	450	1.080.900	1.070.100	2.490.553		974.914	1.005.480
Diciembre	505	1.213.010	1.200.890	2.794.954		1.205.800	1.050.585
<b>Total</b>	<b>6.185</b>	<b>18.651.530</b>	<b>18.465.170</b>	<b>42.975.876</b>		<b>18.337.730</b>	<b>12.241.872</b>

**Tabla 25. Totales de producción de motores y de demanda en trigeneración**

Lo que se ha tratado es de tener una producción de unas 6.000 horas para que la amortización del proyecto coincida aproximadamente con la vida útil de las máquinas (siendo de unos 7-8 años si los motores trabajan alrededor de esas 6.000 horas y no por encima de las 8.200 como ha sido habitual en escenarios con primas), para que no haya que contemplar la posibilidad de tener que instalar nuevos motores en caso de rotura y destruyan la rentabilidad del proyecto contemplado. Como algunos meses no están funcionando todos, todavía se tiene más margen<sup>35</sup> de incrementar el tiempo de funcionamiento para cada uno de los 3 motores que han sido llamados A, B y C. Así podría incrementarse la producción en el futuro si se volviese a primar la electricidad o simplemente hiciese faltase cubrir algo más de potencia.

Por otro lado, se contempla cómo se adecua la producción de motores mostrada en la tabla en base a los días tipo. Existe la excepción de los meses en los que, en momentos puntuales, el consumo sea muy elevado, de modo que el exceso de demanda sería cubierto con calderas. Al mismo tiempo se consigue que no haya que adquirir motores de potencia mayor con los que la inversión no sería rentable y que en la mayor parte del año estarían siendo infrutilizados.

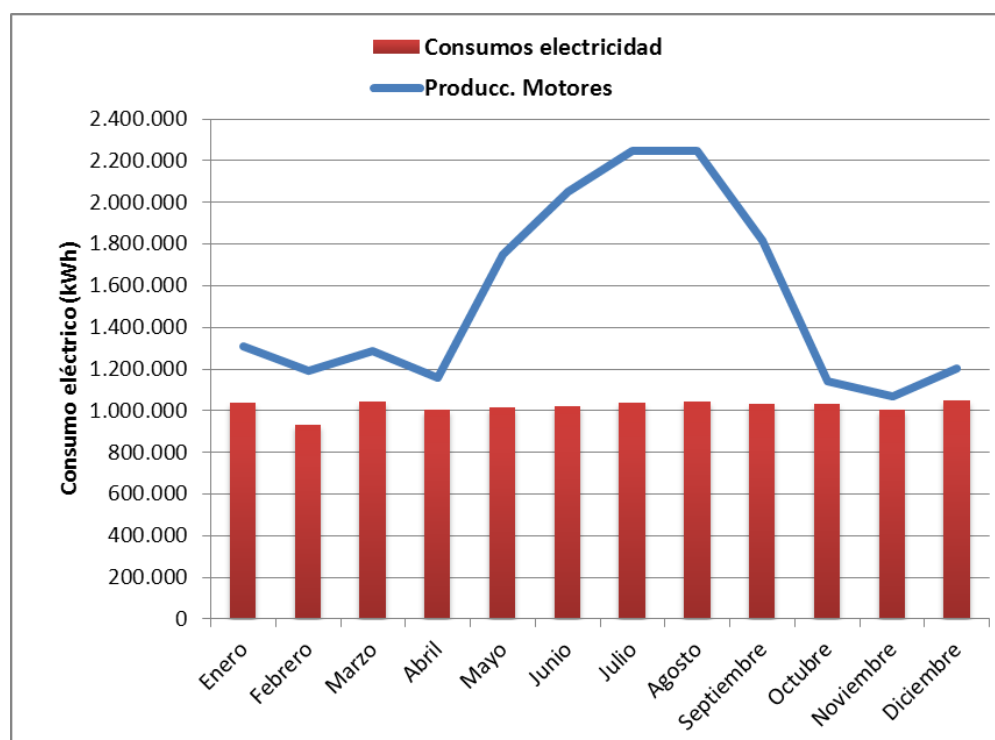
Se observa que en algunas horas se podría prescindir del uso de un motor y la poca diferencia de energía que falte cubrirla con las calderas, pero esto no merece la pena por

<sup>35</sup> El cómputo se ha calculado considerando que en los meses de 2 motores estos se alternan equitativamente. Así se forman las parejas de motores AB, AC y AB, para ver cuántas horas trabaja cada motor al año. La suma de horas máximas de sus meses correspondientes más la de los meses en que trabajan todos a la vez (verano) para cada motor es de 5.235, no llegando al límite preventivo de 6.000.

lo que costaría encenderlas tan solo para una producción mínima de pocas horas. El caso de abril es una aproximación, ya que si bien la gráfica muestra que con dos motores se cubrirían de sobra las necesidades, hay que recordar que es cuando se realizan las labores de mantenimiento y que es donde se engloba las horas por avería que puedan sufrir cada año, por lo que no estarán en marcha los tres motores a la vez ni a todas horas, y así se queda compensado lo uno por lo otro. En esa misma dirección, puede decirse que los variadores de velocidad harán adecuarse algo más al motor en cada caso, según la señal que reciban del control.

Pueden encontrarse las gráficas de los días-tipo de demanda térmica en el Anexo 3.

En cuanto a la cobertura eléctrica, en segundo plano e importancia, y dado que es menor en kWh menor que la térmica, se infiere que es cubierta totalmente, sin que haga falta recurrir a las curvas diarias. Esto queda demostrado en el gráfico 43 global del año:



**Figura 43. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad**

Sin embargo, al excedente eléctrico no se le puede sacar rentabilidad ya que, aunque se vierta a la red, no será retribuido de ningún modo con la normativa actual. Como posibilidad sacarle partida a esa energía eléctrica, podría asociarse la empresa cogeneradora con otra actividad industrial o terciaria cercana que pueda aprovecharla a un precio algo menor en vez de comprarla a red y salir ambos beneficiados (pero esta posibilidad excede las competencias de este proyecto y quedaría como línea futura).



### 5.1.1.1 Rendimiento Eléctrico Equivalente

El rendimiento eléctrico equivalente es un parámetro de obligado cumplimiento en las plantas de régimen especial y permite aceptar el proyecto o no, calculándolo según la expresión:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

La normativa del Real Decreto 661/2007 define las variables:

- E es la energía generada medida en bornes del alternador y expresada como energía térmica con un equivalente de 1 kWh= 860 kcal.
- Q supone el consumo de energía primaria, con referencia a poder calorífico inferior del combustible utilizado.
- V es la producción de calor útil, que representa las unidades térmicas demandadas por la industria, la empresa de servicios o el usuario final para sus necesidades.

El decreto dicta que para la determinación del REE en el momento de extender Acta de Puesta en Marcha, se contabilizarán los parámetros E, V y Q durante un periodo ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal. Para los efectos de justificar el cumplimiento de REE en la declaración anual, se vendrán utilizando los parámetros E, V y Q acumulados durante tal periodo.

Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en el RD 661/2007, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un periodo anual, sea igual o superior al que le corresponda según el combustible que vaya a ser utilizado de la tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente (%)
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

**Tabla 26. Valores mínimos REE según combustible. Fuente: R.D. 661/2007**

Como se ha mencionado, el combustible que utilizará la instalación será Gas Natural en un motor térmico (MCIA), por lo que el cumplimiento del REE debe ser de al menos el 55%.

En la siguiente tabla se recogen los datos ya aportados por mes de la producción de electricidad y térmica (calor y frío), seguidos de E, Q y V para cálculo del REE en este caso de trigeneración:

	E	Q	V
<b>Enero</b>	1.307.900	3.044.009	1.313.869
<b>Febrero</b>	1.189.000	2.767.281	1.145.640
<b>Marzo</b>	1.284.120	2.988.664	1.263.906
<b>Abril</b>	1.159.275	2.698.099	1.154.630
<b>Mayo</b>	1.747.830	4.067.903	1.737.400
<b>Junio</b>	2.051.025	4.773.560	2.063.443
<b>Julio</b>	2.247.210	5.230.161	2.248.711
<b>Agosto</b>	2.247.210	5.230.161	2.262.400
<b>Septiembre</b>	1.819.170	4.233.940	1.825.037
<b>Octubre</b>	1.141.440	2.656.590	1.141.980
<b>Noviembre</b>	1.070.100	2.490.553	974.914
<b>Diciembre</b>	1.200.890	2.794.954	1.205.800
<b>Total</b>	<b>18.465.170</b>	<b>42.975.876</b>	<b>18.337.730</b>
<b>REE</b>	<b>0,817</b>		

**Tabla 27. REE en trigeneración**

$$REE = \frac{18.465.170}{42.975.876 - 18.337.730 \cdot 0,9} = 81,7\%$$

El Rendimiento Eléctrico Equivalente logrado en este caso es del 81,7 %, un valor correcto y de elevado rendimiento que cumple ser mayor que el  $REE_{\min} = 0,55$ .

Con estos valores, también se concluye cuál es el rendimiento global de la instalación, y se obtiene que la instalación es altamente eficiente, el cual se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$R = \frac{E + V}{Q}$$

$$R = \frac{18.465.170 + 18.337.730}{42.975.876} = 85,6\%$$

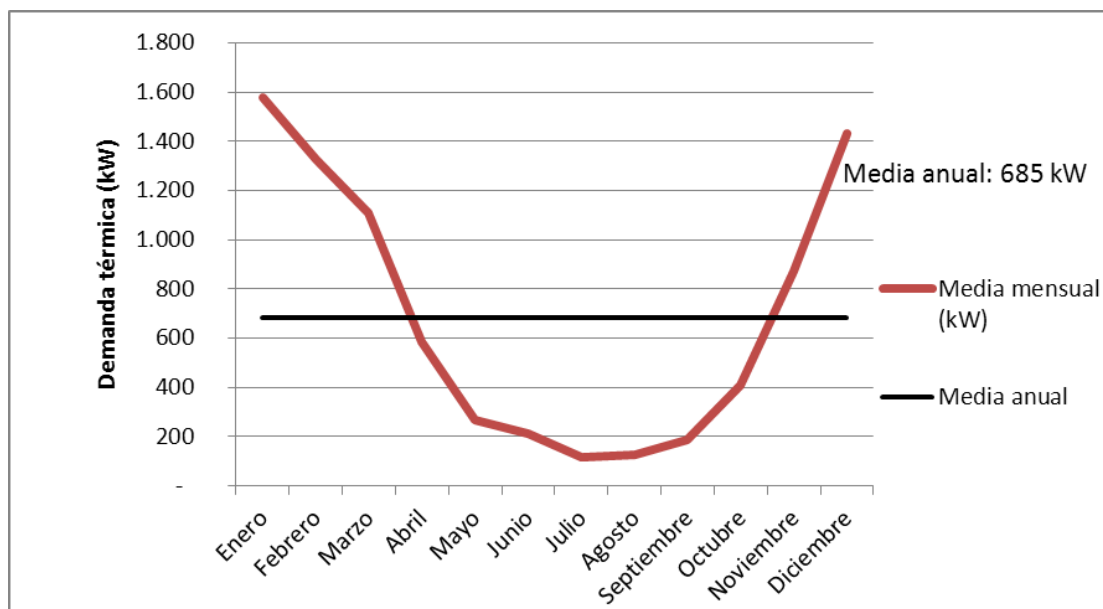
Por otro lado y a modo de conclusión de este primer caso, podría augurarse que dado que la producción eléctrica con dos motores siempre sería cubierta y con tres estaríamos vertiendo demasiada energía eléctrica que no se nos va a retribuir, podría pensarse en eliminar el tercer motor para que fuese más reducida la inversión, a costa de que la producción térmica fuese completada en mayor proporción con las calderas y se produjese el frío restante que no se cubra con las máquinas de absorción con las enfriadoras. En el apartado económico se determinará si el estudio presentado es viable.

### 5.1.2 Caso 2: Cogeneración

En este caso, la cogeneración ha de cubrir demandas de calor solamente de calefacción y ACS. La refrigeración seguirá siendo producida por las enfriadoras del hospital, centrífugas y una de tornillo, al tener éstas un elevado COP y por tanto una buena eficiencia (aunque podrían ser sustituidas por otras<sup>36</sup> de tecnología más avanzada).

Para hacer el análisis, partimos de la curva de demanda térmica anual de ACS y calefacción. Como el ACS es constante durante todo el año, habrá que elegir un motor que cubra como mínimo esa demanda de ACS, si bien se mirará el valor medio del conjunto para que la planta de cogeneración tenga en cuenta parte de los consumos en calefacción que se dan gran parte del año; el resto de la producción deberá realizarse con las calderas de las que viene disponiendo el hospital.

La curva de demanda térmica es la siguiente:



**Figura 44. Demanda térmica y media anual de cogeneración**

<sup>36</sup> Una rama extra de estudio, incluida en líneas futuras, sería el análisis de incluir tecnologías novedosas como la de producción frigorífica por levitación magnética, la cual puede dar unos COP muy elevados, incluso llegando a valores de hasta 12.

Transformando a potencia instantánea, que se obtiene de la media anual dividida por el número de días de cada mes y entre 24 horas, el valor es de 685 kW.

Para cubrir esa demanda media, hay que elegir un motor que proporcione una potencia térmica en torno a esa cantidad o determinar si hay que aportar más producción. Para ello, se han probado varias alternativas.

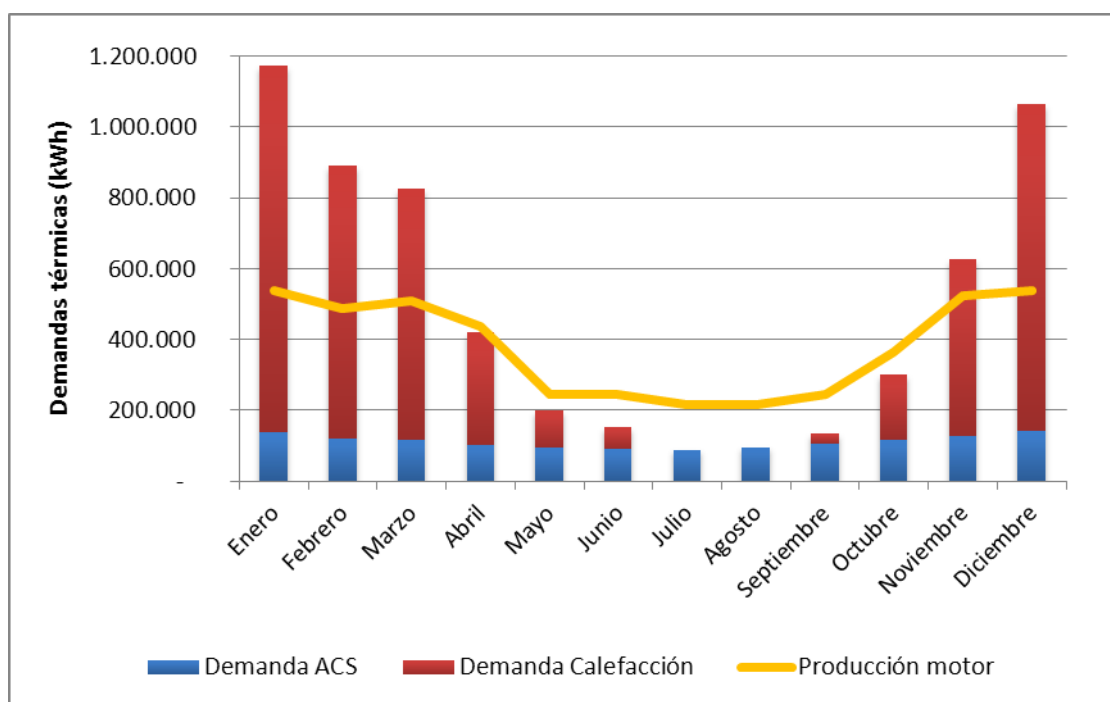
#### 5.1.2.1 Alternativa 1: ajuste a la demanda media anual

Se ha escogido el modelo de Jenbacher de gas natural tipo J312 GS, cuya potencia térmica es de 725 kW, potencia eléctrica de 637 kW y tiene un consumo de combustible de 1.562,5 kW equivalentes.

La potencia térmica de la máquina generada y el combustible de cada mes se muestra en la Tabla xxx y Figura xxx, con un ratio de horas/mes completo en los meses invernales:

	Pot. Térmica (kW)	Combustible (kW)	Horas/mes	Potencia Térmica Mensual (kWh)	Combustible Mensual (kWh)	DEMANDA TÉRMICA (kWh)
Enero	725	1.563	744	539.400	1.162.500	1.174.732
Febrero	725	1.563	672	487.200	1.050.000	890.842
Marzo	725	1.563	700	507.500	1.093.750	826.384
Abril	725	1.563	600	435.000	937.500	419.815
Mayo	725	1.563	340	246.500	531.250	197.841
Junio	725	1.563	340	246.500	531.250	151.633
Julio	725	1.563	300	217.500	468.750	87.325
Agosto	725	1.563	300	217.500	468.750	92.901
Septiembre	725	1.563	340	246.500	531.250	135.412
Octubre	725	1.563	500	362.500	781.250	302.643
Noviembre	725	1.563	720	522.000	1.125.000	627.154
Diciembre	725	1.563	744	539.400	1.162.500	1.064.906
Total	-	-	6.300	4.567.500	9.843.750	5.971.589

Tabla 28. Producción térmica y consumo de los motores en cogeneración (1)



**Figura 45. Demanda Térmica Anual Cogeneración, año 2013 (1)**

Como puede observarse, no se cubren las necesidades térmicas más altas durante los meses de invierno, que se hará con calderas. En verano se produce un excedente de calor a la atmósfera desperdiciados, aunque a cambio se está produciendo más electricidad. Veamos que ocurre después con el REE.

En cuanto a la producción eléctrica, se muestra en la siguiente tabla; el resto se adquirirá a red.

	Pot. Eléctrica (kW)	Horas/ mes	Potencia Eléctrica Mensual (kWh)		DEMANDA ELÉCTRICA (kWh)
Enero	637	744	473.928		1.058.657
Febrero	637	672	428.064		969.341
Marzo	637	700	445.900		1.109.656
Abril	637	600	382.200		1.113.355
Mayo	637	340	216.580		1.204.932
Junio	637	340	216.580		1.260.020
Julio	637	300	191.100		1.364.511
Agosto	637	300	191.100		1.369.633
Septiembre	637	340	216.580		1.244.594
Octubre	637	500	318.500		1.156.111
Noviembre	637	720	458.640		1.058.400
Diciembre	637	744	473.928		1.072.025
Total	-	6.300	4.013.100		12.241.872

Tabla 29. Totales de producción de motores y de demanda en cogeneración (1)

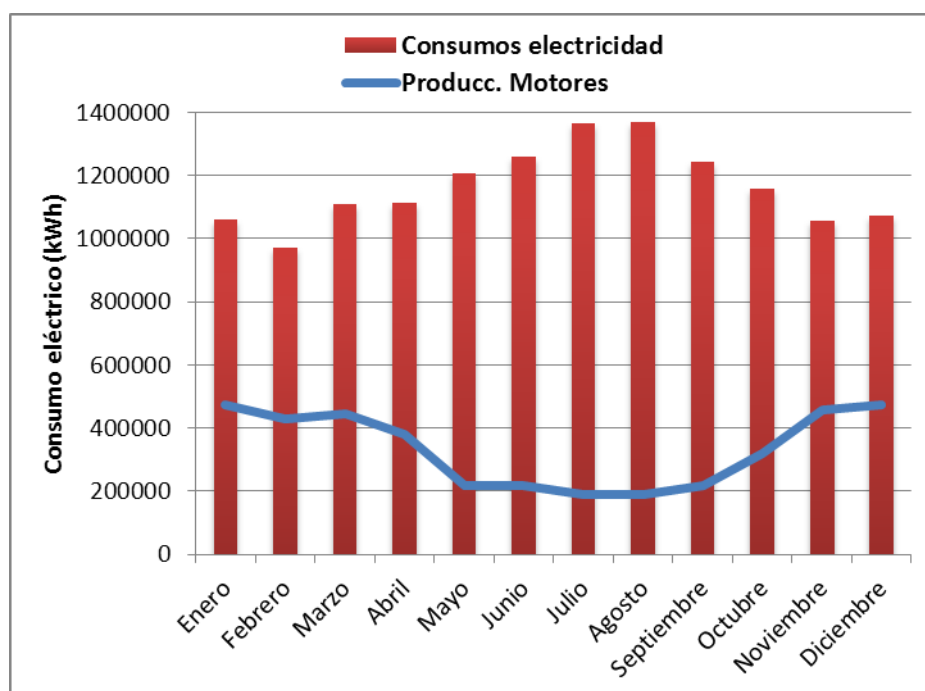


Figura 46. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad (1)

Sobre la producción eléctrica, aunque estando en segundo plano, en este caso la cantidad generada es muchísimo más baja y de hecho no llega a cubrir ni la tercera parte de la demanda. Esto se debe a que mientras que la demanda térmica disminuye muchos cientos de miles de kWh con la ausencia de frío, la demanda eléctrica sigue siendo alta y casi constante, por encima del millón de kWh. El hecho es remarcable puesto que

puede comprometer el estudio térmico y exigir poner un motor que genere mayor energía eléctrica, lo cual se descubre con el estudio económico de la instalación.

Véase el análisis de los datos para el cumplimiento del REE:

	E	Q	V
Enero	473.928	1.162.500	1.174.732
Febrero	428.064	1.050.000	890.842
Marzo	445.900	1.093.750	826.384
Abril	382.200	937.500	419.815
Mayo	216.580	531.250	197.841
Junio	216.580	531.250	151.633
Julio	191.100	468.750	87.325
Agosto	191.100	468.750	92.901
Septiembre	216.580	531.250	135.412
Octubre	318.500	781.250	302.643
Noviembre	458.640	1.125.000	627.154
Diciembre	473.928	1.162.500	1.064.906
<b>Total</b>	<b>4.013.100</b>	<b>9.843.750</b>	<b>5.971.589</b>
<b>REE</b>	<b>1,250</b>		

**Tabla 30. REE en cogeneración (1)**

El valor de REE sale bastante elevado debido a que aquí la idea es que una parte de la demanda térmica se deja de antemano para que sea cubierta con las calderas. Si quisiera saberse con qué valor se llegaría a un  $REE_{\min}$ , 0.55, el  $V_{\min}$  estaría en torno a 2.300.000 kWh. En este caso, no es preciso aportar el R global de la instalación.

### ➤ Conclusión:

Esta opción sería válida si no fuese porque la energía que hay que comprar más allá de la producción del motor se ha calculado que saldría más cara que sin instalar la cogeneración. Se deduce que el criterio de basarse en la media anual no es el que más se adecúa a la forma de la curva anual, por lo que habrá que flexibilizar la elección de potencia del motor. Sin embargo, sirve para apreciar que si se instala un motor de mayor potencia se podrá cubrir más demanda térmica en invierno; por otro lado, en verano, la producción debe adecuarse a las cargas parciales bajas para no derrochar calor (pues es combustible que se quema para nada).

Se podría pensar que al quemar más gas en verano también se contribuye a conseguir más electricidad en esos meses, pero en los cálculos de sondeo se ha comprobado que resulta caro tener que pagar el combustible para la cogeneración si también el excedente que cubren las calderas es alto (los costes serían elevados por compra a mercado al



asumir una nueva inversión). La solución a adoptar pasaría por instalar un motor de más potencia que funcione durante un menor número de horas para no desperdiciar energía y pueda salir rentable.

### 5.1.2.2 Alternativa 2: Motor de mayor potencia y reducción horas funcionamiento

El modelo es un motor Jenbacher J412 GS type 4 de 901 kWt y 889 kW<sub>e</sub>, con un consumo de combustible de 2.076 kWh. De esta forma se consigue generar mayor electricidad y obtener unos valores de producción más adecuados dentro del cálculo del rendimiento eléctrico equivalente de la instalación de cogeneración.

Natural gas		1,500 rpm   50 Hz				
NO <sub>x</sub> <	Type	Pel (kW) <sup>1</sup>	η <sub>el</sub> (%)	P <sub>th</sub> (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)
	412	889	42.8	901	43.4	86.2
500 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	416	1,189	43.0	1,201	43.4	86.3
	420	1,487	43.0	1,502	43.4	86.4

Tabla 31. Datos del motor de ficha catálogo del fabricante. Fuente Jenbacher

Las horas de funcionamiento se han establecido en casi 4.600 horas para que los costes por compra de energía primaria para el motor no se disparen.

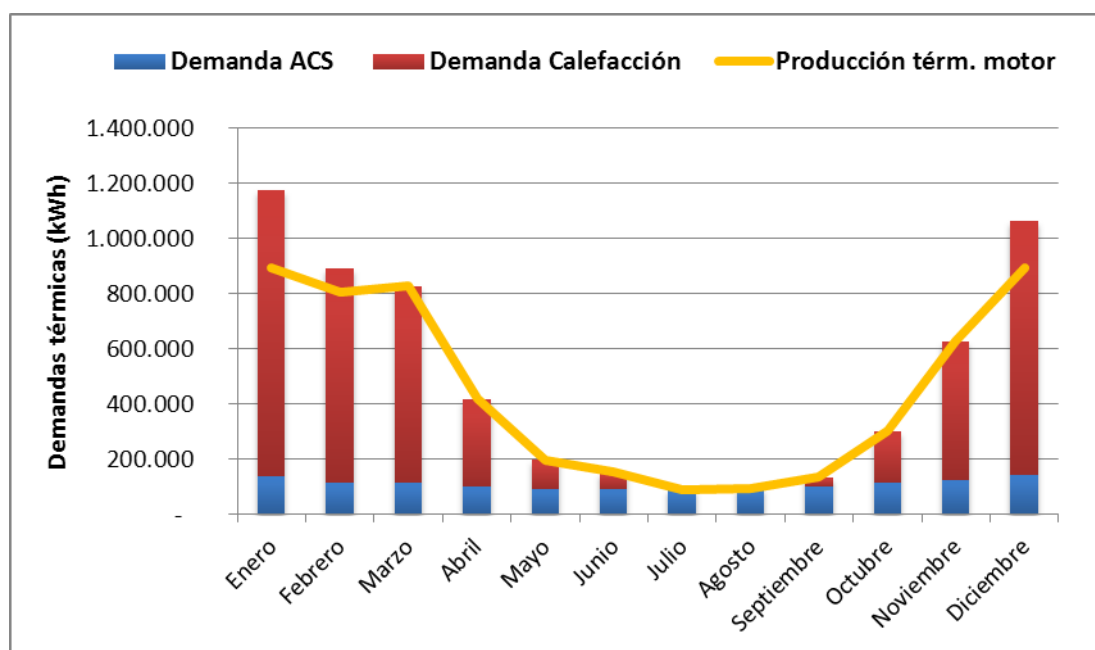


Figura 47. Demanda Térmica Anual Cogeneración, año 2013 (2)

En este caso, se aprecia una producción mucho más ajustada a la demanda, de modo que se optimiza la energía primaria y que la cantidad de gas para calderas será bastante baja.

	Pot. Térmica (kW)	Combustible (kW)	Horas/ mes	Potencia Térmica Mensual (kWh)	Combustible Mensual (kWh)	DEMANDA TÉRMICA (kWh)
Enero	1.201	2.767	744	893.544	2.058.857	1.174.732
Febrero	1.201	2.767	672	807.072	1.859.613	890.842
Marzo	1.201	2.767	689	826.889	1.905.273	826.384
Abril	1.201	2.767	350	420.350	968.548	419.815
Mayo	1.201	2.767	165	198.165	456.601	197.841
Junio	1.201	2.767	127	151.927	350.061	151.633
Julio	1.201	2.767	73	87.673	202.012	87.325
Agosto	1.201	2.767	78	93.078	214.464	92.901
Septiembre	1.201	2.767	113	135.713	312.703	135.412
Octubre	1.201	2.767	252	302.652	697.355	302.643
Noviembre	1.201	2.767	523	627.523	1.445.904	627.154
Diciembre	1.201	2.767	744	893.544	2.058.857	1.064.906
Total	-	-	4.528	5.438.128	12.530.249	5.971.589

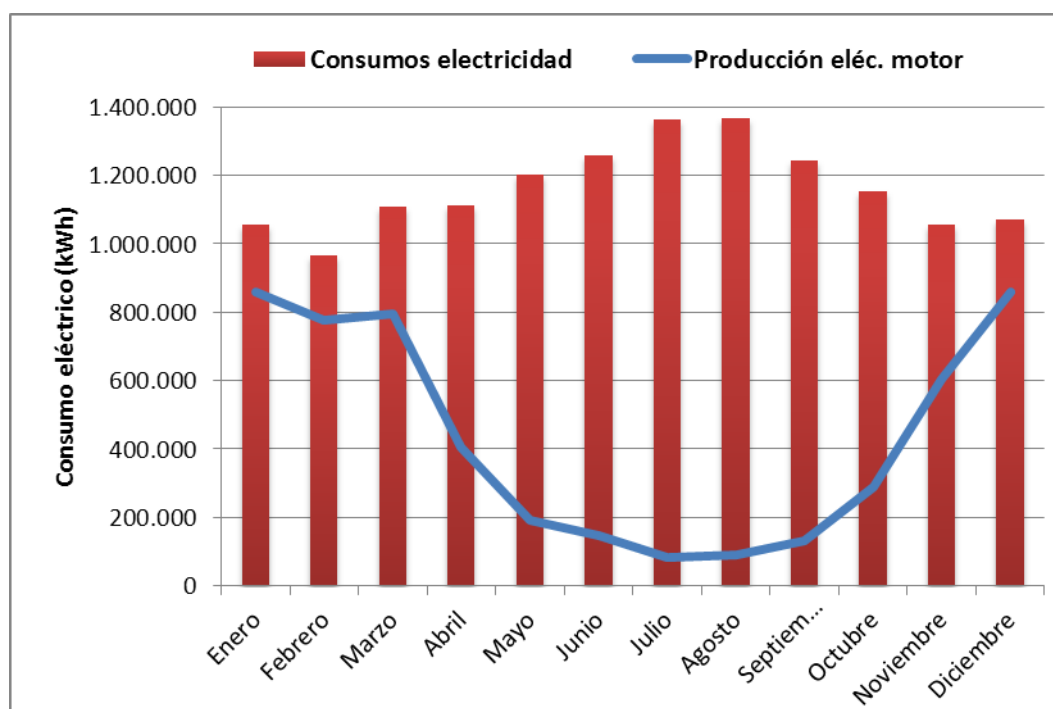
**Tabla 32. Producción térmica y consumo de los motores en cogeneración (2)**

En términos eléctricos se ha ganado bastante más pasando de cubrir un 28% a un 40% de la demanda anual. No ha de preocupar que electricidad generada no cubra en mayor porcentaje, puesto que no es una prioridad cubrir la demanda eléctrica.

Con estas condiciones, la producción eléctrica es la siguiente:

	Pot. Eléctrica (kW)	Horas/ mes	Potencia Eléctrica Mensual (kWh)	DEMANDA ELÉCTRICA (kWh)
Enero	1.189	744	884.616	1.058.657
Febrero	1.189	672	799.008	969.341
Marzo	1.189	689	818.627	1.109.656
Abril	1.189	350	416.150	1.113.355
Mayo	1.189	165	196.185	1.204.932
Junio	1.189	127	150.409	1.260.020
Julio	1.189	73	86.797	1.364.511
Agosto	1.189	78	92.148	1.369.633
Septiembre	1.189	113	134.357	1.244.594
Octubre	1.189	252	299.628	1.156.111
Noviembre	1.189	523	621.253	1.058.400
Diciembre	1.189	744	884.616	1.072.025
Total	-	4.528	5.383.792	13.981.235

**Tabla 33. Totales de producción de motores y de demanda en cogeneración (2)**



**Figura 48. Producción eléctrica motores frente a consumo de electricidad (2)**

Finalmente se obtiene un REE en un valor más ajustado que no compromete el estudio económico y teniendo una planta con un indicador de bastante eficiencia. El resultado del Rendimiento eléctrico equivalente se obtiene de los datos de E, V y Q de esta tabla, cuyo procedimiento a seguir es el que ya se mostró en el apartado de REE del caso de trigeneración.

	E	Q	V
<b>Enero</b>	884.616	2.058.857	1.174.732
<b>Febrero</b>	799.008	1.859.613	890.842
<b>Marzo</b>	818.627	1.905.273	826.384
<b>Abril</b>	416.150	968.548	419.815
<b>Mayo</b>	196.185	456.601	197.841
<b>Junio</b>	150.409	350.061	151.633
<b>Julio</b>	86.797	202.012	87.325
<b>Agosto</b>	92.148	214.464	92.901
<b>Septiembre</b>	134.357	312.703	135.412
<b>Octubre</b>	299.628	697.355	302.643
<b>Noviembre</b>	621.253	1.445.904	627.154
<b>Diciembre</b>	884.616	2.058.857	1.064.906
<b>Total</b>	<b>5.383.792</b>	<b>12.530.249</b>	<b>5.971.589</b>
<b>REE</b>	<b>0,91</b>		

**Tabla 34. REE en cogeneración (2)**

$$REE = \frac{5.383.792}{12.530.249 - \frac{5.971.589}{0,9}} = 91\%$$

El Rendimiento Eléctrico Equivalente logrado en este caso es del 91 %, un valor correcto que indica un elevado rendimiento de la instalación, lo cual es muy positivo, y cumple ser mayor que el  $REE_{\min} = 0,55$ .

Con estos valores, también se concluye cuál es el rendimiento global de la instalación, y se obtiene que la instalación es altamente eficiente, el cual se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$R = \frac{E + V}{Q}$$

$$R = \frac{5.383.792 + 5.971.589}{12.530.249} = 90,6\%$$

#### ➤ Conclusión:

Por lo tanto, este estudio propuesto sería técnicamente viable. Se concluye que es esta (la alternativa 2) la más adecuada para el estudio económico, cuyo análisis económico será definitivo.

## 5.2 Recuperación térmica del motor

La instalación consta de una caldera de recuperación de calor, al tener un solo motor. En dicha caldera tiene lugar el proceso termodinámico de transferencia de calor en un intercambiador, desde los gases de escape de los motores, hacia el circuito de agua caliente, que proviene del circuito de refrigeración interna de los motores. Este agua, a la cual se transfiere calor, forma la fuente térmica de energía en el resto de los procesos.

El sistema de recuperación de calor residual procedente de la máquina, se basa en dos circuitos. Uno que refrigera las camisas de los pistones, del cual obtenemos una potencia de 589 kW, y otro que aprovecha la alta temperatura de los gases de escape, enfriándolos hasta los 120 °C. Recuperando así una potencia térmica de 568 kW. El sistema de recuperación de calor se basa en una corriente de agua que se hace pasar primero por el circuito de refrigeración de camisas y posteriormente por el otro.

### 5.2.1 Caudal del circuito de camisas

La unidad necesita, en el circuito de refrigeración de camisas, evacuar 535 kW para el correcto funcionamiento de los motores. Por lo tanto, considerando un intercambiador de calor de rendimiento 100% y los datos técnicos del motor:

- Calor a disipar: 535 kW
- Temperatura de entrada: 70 °C
- Temperatura de salida: 90 °C

Y aplicando el Principio de Conservación de la Energía<sup>37</sup> se puede calcular el caudal necesario. Si el fluido experimenta un cambio despreciable en su energía cinética y potencial cuando fluye a través del volumen de control se tiene:

$$Q - W = m \cdot \Delta h \quad (3)$$

*Ecuación 3. Principio de la conservación de la energía*

Igualmente las calderas de recuperación (intercambiadores de calor) no implican interacciones de trabajo, por tanto  $w \rightarrow 0$ , con lo que se obtiene:

$$Q = m \cdot \Delta h$$

Sustituyendo  $\Delta h = C_p \cdot \Delta T$ , queda finalmente:

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (4)$$

*Ecuación 4. Principio de la conservación de la energía simplificado.*

Despejando el caudal y sustituyendo por valores numéricos se obtiene:

$$m = \frac{Q}{C_{p \text{ agua}} \cdot \Delta T} \quad (5)$$

*Ecuación 5. Caudal necesario en el circuito de camisas*

$$m = \frac{Q}{C_{p \text{ agua}} \cdot \Delta T} = \frac{535}{4,18 \cdot 20} = 6,4 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

Que corresponde a 23,04 m<sup>3</sup> h.

Todo este caudal que aporta el sistema de camisas es el que deja de aportar el sistema principal de calderas para la calefacción del hospital.

---

<sup>37</sup> Constituye el primer principio de la termodinámica y afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema físico aislado permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía pueda transformarse en otra forma de energía. Fuente: Apuntes de "Termodinámica Técnica". UC3M.

### 5.2.2 Calor aprovechable de los gases de escape

Las condiciones de salida de los gases de escape del motor son:

- Temperatura de salida de los gases de escape: 390 °C
- Caudal de los gases de escape: 5.803 Kg/h

Para simplificar los cálculos de composición del gas, se puede considerar como aire, del que se puede extraer su  $C_p$ . Para ello se ha de recurrir a tablas de las propiedades termodinámicas<sup>38</sup> del aire a baja presión se extrae que:

$$C_p = a + bT + cT^2 + dT^3$$

donde  $a=28,11$ ;  $b = 0,1967 \cdot 10^{-2}$ ;  $c = 0,4602 \cdot 10^{-5}$ ;  $d = -1,966 \cdot 10^{-9}$ .

Expresión con unidades en kJ/(kmol·K) que se transforma mediante el peso molecular:  $PM_{\text{aire}} = 28,9 \text{ kg/kmol}$ .

$$C_{p \text{ aire}} @390^\circ \text{C} = 1,06796 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$$

Volviendo a la Ecuación 4 se obtiene:

$$Q = m \cdot C_{p \text{ aire}} @390^\circ \text{C} \cdot T = \frac{5.803}{3.600} \cdot 1,068 \cdot 390 + 273 = 1.141,3 \text{ kW}$$

A la salida de la caldera de recuperación de los gases de escape se tiene una temperatura fijada por diseño (120°C). Ésta no se puede bajar más por culpa de la temperatura de rocío de los gases de escape, que es la temperatura a la cual el vapor de agua llega a condensarse dentro de una masa de aire.

Se observa que el aire admite cierta cantidad de vapor de agua de evaporación, pero todo tiene su límite. Cuanto más caliente está el aire, "más" cantidad de vapor de agua puede contener en su seno. Pero si esa masa de aire se enfría, el exceso de vapor de agua que no puede contener, es decir que se ha saturado, se depositará en forma de "rocío" o "escarcha".

- Temperatura de salida: 120°C
- Caudal de los gases de escape: 5.993 Kg/h

Considerando los gases de escape como aire, se puede calcular la entalpía de estos a la salida de la caldera de recuperación.

<sup>38</sup> Tablas de las propiedades termodinámicas del aire. Fuente: Apuntes: "Termodinámica Técnica y Centrales Eléctricas I". 2010.

Observando de nuevo las tablas de las propiedades termodinámicas del aire a baja presión y 120 °C se obtiene que:

$$C_{p \text{ aire @120}^\circ \text{ C}} = 1,0123 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$$

Volviendo a la Ecuación 4 se tiene:

$$Q = m \cdot C_{p \text{ aire @120}^\circ \text{ C}} \cdot T = \frac{5.993}{3.600} \cdot 1,0123 \cdot 120 + 273 = 662,3 \text{ kW}$$

Haciendo la diferencia, se obtiene el calor disipado por los gases de escape, desde la salida del circuito de camisas hasta la temperatura de 120°C:

$$Q_1 - Q_2 = 1.141,3 - 662,3 = 479 \text{ kW}$$

Dicho valor difiere del mostrado en las especificaciones técnicas (516 kW) en un 7,2 %, por lo que se considera el cálculo como bueno.

Se utiliza el siguiente dato para calcular el porcentaje de calor aprovechado por la instalación:

- Calor de los gases de escape: 1.141,3 kW
- Calor recuperable de los gases de escape: 479 kW
- Calor del circuito de camisas de las camisas: 535 kW

Por lo que el porcentaje de calor aprovechado, considerando que se aprovecha el 100% del calor del circuito de camisas, es de:

$$\frac{479 + 535}{1.141,3} = 93,12 \%$$

Se supone que el rendimiento de la caldera es del 100% en la transferencia de energía térmica al agua proveniente de la refrigeración de camisas y aceite del motor. Esto es así por la semejanza existente entre un intercambiador de calor y una caldera donde no se produce combustión.

### 5.2.3 Circuito de refrigeración

En el circuito de refrigeración se hace pasar primero el agua por el circuito de camisas y después por la caldera de recuperación de gases de escape, de tal forma que el calor aprovechado asciende a:

$$\text{Calor conjunto} = 535 + 516 = 1.051 \text{ kW}$$

Para este cálculo se han utilizado los valores propuestos en el catálogo del fabricante.



El agua procedente de la instalación se hace pasar por el circuito de refrigeración de camisas donde:

- Temperatura de entrada: 70°C
- Temperatura de salida: 90°C
- Calor disipado en el circuito de camisas: 535 kW

El caudal necesario para refrigerar se calculó según Ecuación 5:

$$m = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T} = \frac{535}{4,18 \cdot 20} = 6,4 \frac{Kg}{s}$$

$$m = 6,4 \frac{Kg}{s} = 23,04 m^3 h$$

Ahora se hace pasar el agua por la caldera de recuperación de gases de escape, de tal forma que se obtiene un  $\Delta T$  y posteriormente se utiliza el agua para los servicios de calefacción, ACS.

- Caudal de agua: 6,4 Kg/s
- Temperatura de entrada a la Caldera de recuperación de gases de escape (Temperatura a la salida del circuito de refrigeración de camisas): 90°C
- Calor aprovechable: 516 kW

Partiendo de la Ecuación 5 se obtiene el  $\Delta T$ , del agua de refrigeración:

$$m = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T}$$

del que podemos obtener la temperatura que varía

$$\Delta T = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot m} = \frac{516}{4,18 \cdot 6,4} = 18,3 ^\circ C$$

Por lo que se obtiene una temperatura del agua para el proceso de:

$$T^\circ \text{ total} = 90 + 18,3 = 108,3 ^\circ C$$

### 5.3 Sistema de calefacción

El aporte térmico al circuito de calefacción se realiza mediante un intercambiador de calor. Los elementos que determinan la potencia térmica aprovechable en esta etapa son los siguientes: la temperatura de salida del agua de la caldera de recuperación de gases de escape y la temperatura a la que debe entrar el agua a los acumuladores de ACS (en

este caso estará a unos 80 °C). A partir de ellos se calcula el calor que se puede utilizar para el sistema de calefacción.

### 5.3.1 Potencia de calefacción

Cuando más frío hace, el agua de proceso se transportará hacia los intercambiadores para calefacción.

- Caudal de agua de proceso: 6,4 Kg/s
- Temperatura de proceso: 108,3 °C
- Temperatura de retorno: 80 °C

Con la Ecuación 4 se calcula la potencia de calefacción:

$$Q = m \cdot C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T = 6,4 \cdot 4,18 \cdot 108,3 - 80 = 757,1 \text{ kW}$$

### 5.3.2 Circuito secundario de calefacción

El cálculo de la carga de agua para calefacción se realizará suponiendo un intercambiador de calor con un rendimiento del 100% y una temperatura necesaria del agua de 80 °C.

- Temperatura de entrada: 80°C
- Temperatura de salida: 60°C
- Potencia intercambiada: 757,1 kW

Calculando la carga del caudal como:

$$m = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T} = \frac{757,1}{4,18 \cdot (80 - 60)} = 9,05 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

## 5.4 Acumulador de Agua Caliente Sanitaria (ACS)

Se utiliza un aljibe que acumula ACS que recibe el calor del circuito de agua caliente de proceso. En ellos, se almacena la energía térmica en la medida de lo posible, para proporcionar agua según las demandas del hospital.

### 5.4.1 Circuito primario del acumulador

En este punto, el agua viene después de haber atravesado el intercambiador de la calefacción. Aquí cede el resto de la energía que contiene hasta volver de nuevo a los circuitos de los motores.

La potencia calorífica llega al acumulador de ACS a través del circuito principal de recuperación de calor.

- Temperatura de entrada: 108,3 °C.
- Temperatura de salida: 80 °C.
- Caudal: 9.05 Kg/s

La potencia total del acumulador es:

$$Q = m \cdot C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T = 9,05 \cdot 4,18 \cdot 108,3 - 80 = 1071,3 \text{ kW}$$

### 5.4.2 Circuito secundario del acumulador

En el circuito secundario, el agua se debe suministrar según las necesidades. Se establecerán éstas como 50 °C. El agua que entra al circuito procede de la red de distribución por lo que variará según la estación del año y la zona de suministro. En consecuencia, se tomará el valor de 12 °C

- Temperatura de entrada: 12 °C
- Temperatura de salida: 50°C
- Potencia disponible: 1071,3 kW

Se halla el caudal de agua disponible:

$$m = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T} = \frac{1071,3}{4,18 \cdot (50 - 12)} = 6,74 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

## 5.5 Equipos auxiliares

### 5.5.1 Potencia del Aeroenfriador

El motor necesita una refrigeración auxiliar por posibles cierres o averías de la instalación. Por lo tanto, necesita evacuar el calor generador en las camisas de los pistones. Para ello, se dispondrá de un equipo auxiliar de aeroenfriador.

- Calor a disipar: 535 kW.
- Temperatura de entrada: 90 °C.
- Temperatura de salida: 70 °C.

Con estos datos se obtiene el caudal:

$$m = \frac{Q}{C_{p\text{ agua}} \cdot \Delta T} = \frac{535}{4,18 \cdot 90 - 70} = 6,4 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Luego, el aeroenfriador deberá disipar una potencia de 535 kW con un caudal de 23,04 m<sup>3</sup> h o 6,4 kg/s.

### **5.5.2 Grupo de bombas a utilizar**

Se utilizan en la instalación descrita bombas para cada uno de los intercambiadores tanto de ACS como de calefacción.

## 6. ESTUDIO ECONÓMICO

### 6.1 Introducción

El estudio económico de un estudio de viabilidad es el más importante porque es el que determina la viabilidad de un estudio técnico. Se han visto distintos casos técnicos (trigeneración, alternativas varias de cogeneración) y a priori no sé sabe cuál puede convenir más. En proyectos como este la inversión inicial es muy elevada y necesita conocerse el periodo de retorno de la inversión. Una empresa cogeneradora, una ESE o un inversor no va a poner en riesgo su capital si no tiene certeza de que la instalación puede producir los ingresos necesarios para amortizar la inversión.

Con las plantas de cogeneración se busca el ahorro considerable de energía y monetario, de modo que se puedan obtener gruesos beneficios económicos, que son los que demuestran la necesidad de su implantación. Esta es la razón de ser de los proyectos de cogeneraciones, que han de lograr los objetivos delineados.

También quiere conseguir tener un margen de rentabilidad amplio, como en toda actividad de inversión, pero en este caso más aún si se tiene en cuenta que el sector energético está atravesando momentos de incertidumbre legislativa, especialmente en lo concerniente a la retribución de la electricidad vertida a red. Ya no existen primas de retribución como antes por generación en régimen especial. Por tanto, el inversor sabe que no va a ser válida cualquier equipo generador el que haga viable este tipo de proyectos. No sólo ha de preverse el desarrollo de la actividad en las condiciones actuales (no retribuidas) sino que existan en el futuro cambios legislativos.

En el apartado Cálculos se avanzaba la realización de un contraste de estudio económico entre un escenario de Autoconsumo y otro de Balance Neto<sup>39</sup>. Ambos sistemas son los modelos de negocio en que puede llevarse a término un modelo de negocio de cogeneración (también realizado con las energías renovables) dado que se trata de ajustar lo más posible la producción energética para la producción propia optimizando los consumos, a diferencia de los modelos antiguos que eran mucho más lucrativos. Sin embargo, en la normativa actual, en 2014, el gobierno no ha dado luz verde al Balance neto como modo de explotación, que viene bien para compensar los meses de poca producción térmica del motor (como verano, donde baja la necesidad de calor para calefacción) con los meses de invierno en los que los motores funcionan a

---

<sup>39</sup> Balance Neto: modo de explotación de una instalación en la que se realiza un balance anual entre energía vertida a red y la comprada a la misma. Controlando su flujo eléctrico mediante un contador bidireccional, la energía eléctrica puede verse a la red cuando hay excedente de producción. Cuando la instalación demanda más energía de la producida la toma de red. A final del periodo anual, si se ha vertido más electricidad que demandado a red, la instalación no paga nada a la red. Pero si ha sido que ha consumido más que vertido sí debe pagar la diferencia.

plena potencia y suelen producir un excedente de electricidad (especialmente en modelos de trigeneración con plantas de potencia mayores).

Por tanto, el único modelo posible permitido es el escenario de Autoconsumo.

Antes de instalar la nueva planta, se ha de conocer los gastos económicos de electricidad y de gas (térmicos) que ha tenido el hospital en un año. Los eléctricos son los más costosos y los que por tanto se busca reducir gracias a los motores que producirán la cogeneración.

El estudio varía según se analice para trigeneración o cogeneración, puesto que para el primero se contempla una parte de la electricidad como energía térmica necesaria para las máquinas de absorción. Por tanto, se desdobra en dos el estudio.

## 6.2 Parámetros de cálculo económico y financiero

Los indicadores que podrán determinar la viabilidad del proyecto son el VAN y el TIR, los cuales se describirán a continuación. Existen otros como el Margen de explotación, la Rentabilidad económica y la Rentabilidad financiera que ofrecen una idea sobre la rentabilidad de las ventas, la capacidad o eficiencia económica de los activos y la rentabilidad del capital propio, respectivamente.

### ➤ Valor Actual Neto (VAN)

Permite calcular el valor de dinero actual (de los flujos de caja) en un futuro. Su cálculo consiste en la suma de todos los ingresos y saldos que implican una inversión. Este valor se actualiza cada periodo anual a través de la tasa de descuento “k” (la cual sugiere el valor mínimo por los que los inversores están dispuestos a poner capital).

El VAN debe salir positivo para poder cubrir la inversión realizada. Cuando el valor del VAN se “hace” cero significa que en ese momento se ha recuperado la inversión.

$$VAN = -D_o + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1 + K)^i}$$

Siendo los valores i es el año en curso y n el último año (en este caso 10) y donde:

$D_o$ : Inversión Inicial.

$CF_i$ : Caja de flujo anual.

K: Tasa de descuento.

➤ *Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)*

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es el tipo de interés en el cual el VAN se “hace” cero. Hay que tenerlo en cuenta para determinar la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión. Si no es así, debe rechazarse. La tasa de corte es igual a la tasa de interés efectiva de los préstamos a largo plazo en el mercado de capitales, o bien, es la tasa de interés que paga el prestatario por el préstamo requerido para la inversión.

$$VAN = 0$$

➤ *Tasa de Inflación*

Es el porcentaje de aumento del valor de los costes y los bienes. Cada año estos aumentan en base a un valor, que según las estadísticas del INE sobre el IPC será de valor constante al 3% durante el tiempo de inversión (se parte de que será durante 10 años). De hecho, actualmente el valor está en el 103,126 (primer trimestre de 2014).

### **6.3 Plan de inversiones y de financiación inicial**

Para este tipo de proyectos, las cantidades a invertir suelen ser muy elevadas que no siempre están disponibles para los inversores o la empresa cogeneradora encargada de gestionar el proyecto. Por ello, debe buscarse financiación para hacer frente a los desembolsos iniciales.

Puede recurrirse a financiación interna (accionistas) o externa. Generalmente se ha recurrido a financiación estatal como los préstamos ICO o financiación proveniente del IDAE. Sin embargo, debido a la crisis económica y a las restricciones por parte de la administración del gobierno, se ha disminuido mucho las cantidades aportadas (que podían ser de un 30 – 40 % de la inversión inicial) y ahora no hay prácticamente financiación. Ha de recurrirse finalmente a los bancos.

Este proyecto se financiará mediante un préstamo bancario que genera intereses pero permitirá hacer frente a los plazos de amortización. El resto del capital es puesto por la empresa y se cuenta como disponible desde el principio.

Solamente se ha realizado este cálculo para el balance de cogeneración, más adelante, porque en trigeneración se comprobó que no era necesario llegar a ese detalle. En dicho balance se dan los detalles y resultados de la amortización del préstamo bancario.



## 6.4 Antes de la instalación de Trigeneración

El primer paso es ver cómo eran los costes eléctricos y térmicos según los datos de factura del año anterior. En vez de realizar el cálculo por los precios de venta de electricidad a mercado aplicado a los consumidores de electricidad, según los precios correspondientes a los periodos tarifarios y potencia de suministro contratado (como se mostró en el apartado de Datos del Hospital), resultar mucho más sencillo e igualmente válido partir de los costes totales de cada mes y hallar el valor del coste medio de electricidad y lo correspondiente para los consumos de gas.

### Antes de trigeneración

	kWh eléctricos	€ (2014)	Coste medio mes (€/kWh)		kWh térmicos	€ (2014)	Coste medio mes (€/kWh)
ENERO	1.058.657	151.204	0,143	ENERO	1.670.735	69.875	0,042
FEBRERO	969.341	141.653	0,146	FEBRERO	1.312.054	55.390	0,042
MARZO	1.109.656	121.256	0,109	MARZO	1.323.632	55.073	0,042
ABRIL	1.113.355	105.989	0,095	ABRIL	695.112	31.722	0,046
MAYO	1.204.932	115.139	0,096	MAYO	590.033	27.600	0,047
JUNIO	1.260.020	195.747	0,155	JUNIO	459.187	22.503	0,049
JULIO	1.364.511	220.728	0,162	JULIO	348.308	18.903	0,054
AGOSTO	1.369.633	123.453	0,090	AGOSTO	317.971	18.048	0,057
SEPTIEMBRE	1.244.594	143.096	0,115	SEPTIEMBRE	370.604	19.516	0,053
OCTUBRE	1.156.111	110.540	0,096	OCTUBRE	616.555	30.858	0,050
NOVIEMBRE	1.058.400	116.429	0,110	NOVIEMBRE	1.086.849	50.807	0,047
DICIEMBRE	1.072.025	153.250	0,143	DICIEMBRE	1.599.314	75.336	0,047
<b>total</b>	<b>13.981.235</b>	<b>1.698.485</b>	<b>0,1216</b>	<b>total</b>	<b>10.390.354</b>	<b>475.632</b>	<b>0,0479</b>

Al haberse previsto cubrir el total térmico, también se está produciendo el total eléctrico, por lo que no habrá compra ninguna de energía eléctrica. Sólo compra de gas, que además debido al gran volumen facturado tendrá un coste más reducido, estimado en un 15% menos.

### Después de trigeneración

	Compra electricidad a red (kWh)	Coste medio mes (€/kWh)	Coste eléctrico (€)		Consumo combustible motores (kWh)	coste medio mes €/kWh	Coste combustible motores (€)
ENERO	0,00	0,00	0,00	ENERO	3.044.009	0,04	127.310
FEBRERO	0,00	0,00	0,00	FEBRERO	2.767.281	0,04	116.824
MARZO	0,00	0,00	0,00	MARZO	2.988.664	0,04	124.351
ABRIL	0,00	0,00	0,00	ABRIL	2.698.099	0,05	123.129
MAYO	0,00	0,00	0,00	MAYO	4.067.903	0,05	190.287
JUNIO	0,00	0,00	0,00	JUNIO	4.773.560	0,05	233.937
JULIO	0,00	0,00	0,00	JULIO	5.230.161	0,05	283.848
AGOSTO	0,00	0,00	0,00	AGOSTO	5.230.161	0,06	296.858
SEPTIEMBRE	0,00	0,00	0,00	SEPTIEMBRE	4.233.940	0,05	222.963
OCTUBRE	0,00	0,00	0,00	OCTUBRE	2.656.590	0,05	132.960
NOVIEMBRE	0,00	0,00	0,00	NOVIEMBRE	2.490.553	0,05	116.426
DICIEMBRE	0,00	0,00	0,00	DICIEMBRE	2.794.954	0,05	131.657
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>Total</b>	<b>42.975.876</b>	<b>0,0479</b>	<b>2.100.551</b>
<b>Tras Dto 15% (gran volumen compra)</b>							<b>1.785.469 €</b>

(Producción eléctrica totalmente cubierta por motor)

(Producción térmica totalmente cubierta por motor)

### 6.4.1 Después de instalar trigeneración

- El motor produce cantidad térmica ajustada lo más posible a la demanda anual, que sólo puede ser superada en instantes puntuales de demanda, en los que actuarían las calderas.
- El consumo (42.975.875,576 kWh) de gas natural del motor que cubre la demanda costará:

➤ Térmicamente:

**1.749.361 €** (unos 309.000 € menos que a precio de compra)

(Nota: si en vez de un 15% fuese un 20% menor, bajaría otros 100.000 € anuales. Pero llega a afectar notablemente la viabilidad).

➤ Eléctricamente:

Con la trigeneración se ha visto que produce toda la demanda eléctrica (y aún hay excedente).

**kWh comprados a la red eléctrica: 0 kWh**

**Coste de adquirir energía a la red eléctrica: 0 €**

Antes de cogeneración hemos visto los totales de demanda de ELECTRICIDAD y de GAS, resultando la suma:

$$1.698.485 \text{ €} + 475.632 \text{ €} = 2.174.117 \text{ €}$$

Por tanto el ahorro económico que se logra es de:

$$2.174.117 \text{ €} - 1.749.361 \text{ €} = \boxed{424.756 \text{ €}}$$

Véase por otro lado el coste de la inversión inicial por conceptos:

Inversión inicial	
Motores trigeneración 850€/kWh	3.031.950 €
Máq. absorción (380 €/kW instalado)	1.140.000 €
Inter.Calor y Calderas (existentes en Hospital)	- €
Variadores frecuencia y electrobombas	15.000 €
Acondicionamiento eléctrico e hidráulico	75.000 €
Sistema detección y corte gas	4.000 €
Reformado cuadro eléctrico general	6.000 €
Sistema control, programación y comunicación	10.000 €
Acometida módulo de cogeneración	6.500 €
Auditoria inicial	22.000 €
Tasas licencias legales e impuestos	25.000 €
<b>Total</b>	<b>4.335.450 €</b>

Tabla 35. Inversión inicial trigeneración

Los conceptos que han de amortizarse periódicamente se reflejan en esta tabla:

Términos de amortización y costes periódicos	
Tiempo amortización	10 años
Tasa de descuento k optimista	6%
Tasa de descuento k pesimista	9%
Incremento IPC para gas	3%
Incremento IPC para electricidad	4%
Coste mantenimiento (subcontratado)	62.916
Costes indirectos y personal	80.000
Seguro	43.355

Tabla 36. Términos de amortización y costes periódicos trigeneración

Sobre algunos de ellos se definen las siguientes puntualizaciones:

- El análisis lo haremos para la vida útil del motor que estimaremos en 60.000 horas de vida útil, incluyendo que se han descontado horas por factor disponibilidad (96%), factor carga parcial (97,5%), autoconsumo módulo (2%) y arranque y parada en frío (menor rendimiento, 3%).
- Coste mantenimiento: al ser subcontratado, es de 0,0045 €/kWhe (eléctricos) para un potencia de 1.000 kWhe. Este servicio es de menor coste puesto que lo realiza el mismo encargado cualificado de mantenimiento del resto instalaciones del hospital, por lo que se solapa su función y el coste baja. La energía sobre la que se calcula es de 13.981.235 kWhe. Tiene una subida anual del IPC del 3%.

- Costes indirectos o varios: electricidad y agua de la oficina, atención al cliente, nóminas empleados, gastos financieros, gastos administrativos, etc. Se engloban todos en uno para simplificar operaciones. Tiene subida anual del IPC del 3%.
- Seguro: 1% de la cantidad invertida. Tiene una subida anual del IPC del 3%.

#### **6.4.2 Tabla de Flujos de Caja, VAN y TIR**

En este caso la tabla es una simplificación primera para ver si, como se temía el proyecto puede salir rentable en un periodo razonable. Por tanto, no se han considerado los costes de las amortizaciones, ni impuestos (el análisis de cogeneración sí será completo).

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	INV.INICIAL	4.335.450								
con COGENERACIÓN	INGRESOS ELEC.		0	0	0	0	0	0	0	0
	COSTE COMPRA ELECTRICIDAD		0	0	0	0	0	0	0	0
	COSTE COMPRA GAS NATURAL		1.749.361	1.801.842	1.855.897	1.911.574	1.968.921	2.027.989	2.088.828	2.151.493
	MANTENIMIENTO		62.916	64.803	66.747	68.750	70.812	72.936	75.124	77.378
	COSTES INDIRECTOS		80.000	82.400	84.872	87.418	90.041	92.742	95.524	98.390
	SEGURO		13.515	13.920	14.338	14.768	15.211	15.668	16.138	16.622
	COSTES TOTALES		1.905.792	1.962.965	2.021.854	2.082.510	2.144.985	2.209.335	2.275.615	2.343.883
sin COG.	COSTE ELECTRICIDAD		1.698.485	1.766.424	1.837.081	1.910.565	1.986.987	2.066.467	2.149.125	2.235.090
	COSTE GAS NATURAL		475.632	489.901	504.598	519.736	535.328	551.388	567.930	584.968
	COSTES TOTALES		2.174.117	2.256.326	2.341.680	2.430.301	2.522.316	2.617.855	2.717.055	2.820.058
	CASH FLOWS	-4.335.450	268.326	293.360	319.826	347.791	377.330	408.520	441.441	476.175

1)	VAN optimista (k=6%) tras 10 años	253.138 €	261.090 €	268.532 €	275.483 €	281.963 €	287.991 €	293.583 €	298.758 €
		-1.503.459 €							
2)	VAN pesimista (k=9%) tras 10 años	246.170 €	246.916 €	246.964 €	246.384 €	245.239 €	243.587 €	241.483 €	238.976 €
		-1.910.684 €							

1)	TIR (k=6%) VAN=0 (periodo amortización)	-31.892	es lo que queda por pagar en el año 14
2)	TIR (k=9%) VAN=0 (periodo amortización)	256.417	es lo que sobra llegados al año 17 (se llega a VAN = 0 en el año 16)

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.216.038	2.282.519	2.350.995	2.421.525	2.494.170	2.568.996	2.646.065	2.725.447	2.807.211	2.891.427	2.978.170	3.067.515
79.700	82.091	84.553	87.090	89.703	92.394	95.165	98.020	100.961	103.990	107.110	110.323
101.342	104.382	107.513	110.739	114.061	117.483	121.007	124.637	128.377	132.228	136.195	140.280
17.120	17.634	18.163	18.708	19.269	19.847	20.443	21.056	21.688	22.338	23.008	23.699
2.414.200	2.486.626	2.561.224	2.638.061	2.717.203	2.798.719	2.882.681	2.969.161	3.058.236	3.149.983	3.244.482	3.341.817
2.324.494	2.417.474	2.514.173	2.614.740	2.719.329	2.828.102	2.941.227	3.058.876	3.181.231	3.308.480	3.440.819	3.578.452
602.517	620.592	639.210	658.386	678.138	698.482	719.437	741.020	763.250	786.148	809.732	834.024
2.927.011	3.038.066	3.153.383	3.273.126	3.397.467	3.526.584	3.660.663	3.799.895	3.944.481	4.094.628	4.250.551	4.412.476
<b>512.811</b>	<b>551.440</b>	<b>592.158</b>	<b>635.065</b>	<b>680.264</b>	<b>727.865</b>	<b>777.982</b>	<b>830.734</b>	<b>886.245</b>	<b>944.645</b>	<b>1.006.069</b>	<b>1.070.659</b>
303.532 €	307.921 €	330.658 €	354.617 €	379.856 €	406.436 €	434.421 €	463.878 €	494.875 €	527.485 €	561.784 €	597.850 €
236.113 €	232.934 €	250.134 €	268.258 €	287.351 €	307.458 €	328.628 €	350.911 €	374.359 €	399.028 €	424.974 €	452.258 €

Tabla 37. Flujos de Caja, VAN y TIR para trigeneración

Como se observa al final, haciendo 0 el Valor Actual Neto, no hay mucha diferencia entre una tasa más optimista ( $k=6\%$ ) que la pesimista ( $k=9\%$ ), ya que el periodo se dispara a 14-17 años respectivamente. Hay que decir que esto ocurre sin incluir los conceptos mencionados antes (amortización, impuestos...) que haría todavía dispararse la tasa de retorno a más de 20 años. Así es totalmente imposible hacer viable el proyecto de trigeneración.

➤ **Conclusiones** (de instalar trigeneración respecto a sólo cogeneración):

- Tres motores es algo excesivo porque dispara la inversión inicial. Incluso dos puede ser demasiado aún. Además, hay que sumar el coste de la máquina de absorción que la aumenta considerablemente.
- Con dichos periodos de amortización (más del doble del tiempo de vida útil de los motores), pasados unos 8 años habría que sustituir las principales piezas de los motores o cambiarlos por otros nuevos. Nunca se recuperaría la inversión.
- Sólo podría rentabilizarse y sacarse un balance positivo en este caso si existiese retribución por prima de venta eléctrica a mercado o con tarifa regulada de régimen especial (escenario previo al RDL1/2012 que el Gobierno ya no contempla retomar).

En definitiva, se tendrá que analizar el proyecto de cogeneración sin cubrir térmicamente las demandas de frío, tras comprobar la no viabilidad de la trigeneración actualmente.

## 6.5 Antes de la instalación de Cogeneración

Visto que el proyecto de trigeneración no es viable por no tener un retorno de la inversión razonable (debido a los varios motores y la máquina de absorción), se recurre a la cogeneración que se enfoca a una inversión menor con un solo motor y una cobertura energética menor con un solo motor que también implicará menores costos de energía primaria. Por estos motivos a priori, se prevé que esté estudio sea el definitivo y rentable en términos generales.

Los pasos son análogos a los de trigeneración. El primer paso es presentar los costes eléctricos y térmicos según los datos de factura. Son los mismos que en el caso de trigeneración, por lo que se muestra el resumen de totales.

Antes de cogeneración							
	kWh eléctricos	€ (2014)	Coste medio mes (€/kWh)		kWh térmicos	€ (2014)	Coste medio mes (€/kWh)
<b>total</b>	<b>13.981.235</b>	<b>1.698.485</b>	<b>0,1216</b>	<b>total</b>	<b>10.390.354</b>	<b>475.632</b>	<b>0,0479</b>



**Después de cogeneración**

Una vez que se tienen los costes antes de la nueva instalación, hay que multiplicar los consumos de electricidad y de gas por el coste medio hallado para ambos.

➤ Eléctricamente:

Se calculó el porcentaje que el motor produce de la demanda eléctrica. Restando el autoconsumo, queda la producción neta ( $E_{\text{final}}$ ). Es la diferencia del 62,6% la que queda por comprar a red, cuyo coste supone 1.065.517 €.

	Consumo Total Electricidad	Producción eléctrica	$E_{\text{final}}$ tras Reducción autoconsumo del 3%	Diferencia: Compra a Red
Potencia (kWh)	13.981.235	5.383.792	5.222.278	<u>8.758.957</u>
Porcentaje	100%	38,5%	37,4%	<u>62,6%</u>
Coste a 0,1216€ /kWh (€)	-	0	0	<b>1.065.517 €</b>

**Tabla 38. Porcentaje y coste de electricidad comprada a red**

➤ Térmicamente:

El motor produce cantidad térmica ajustada lo más posible a la demanda anual, que sólo puede ser superada en instantes puntuales de demanda, en los que actuarían las calderas. Según la siguiente tabla, lo que se quemaría en calderas es un 9%.

	Demanda térmica (kWh)	Producción térmica motor (kWh)	Diferencia por cubrir (kWh)
Enero	1.174.732	893.544	<b>-281.188</b>
Febrero	890.842	807.072	<b>-83.770</b>
Marzo	826.384	826.889	-
Abril	419.815	420.350	-
Mayo	197.841	198.165	-
Junio	151.633	151.927	-
Julio	87.325	87.673	-
Agosto	92.901	93.078	-
Septiembre	135.412	135.713	-
Octubre	302.643	302.652	-
Noviembre	627.154	627.523	-
Diciembre	1.064.906	893.544	<b>-171.362</b>
Total	5.971.589	5.438.128	<b>-536.319</b>
Porcentaje	100%	91,0%	<u>9,0%</u>

**Tabla 39. Diferencia de gas para ser cubierta con calderas**

Ese 9% a comprar para calderas no cuesta lo mismo que el que se adquiere para el motor (aunque sea el mismo gas) por dos razones:

- El precio es la media de los valores mensuales, y resulta más barato porque los meses más caros son los veraniegos.
- Por otro lado, al gas adquirido para el motor tiene una reducción del 5% del coste sobre el adquirido ante de cogeneración de 0,047 €/kWh por ser una gran cantidad de volumen que se va a utilizar en régimen especial, motivo por el cual se pueden aducir ese ahorro. El precio de adquisición para el 91 % del gas será entonces de 0,0455 €/kWh.

### 1) Coste consumo gas para calderas

El consumo de gas natural para calderas se calcula dividiendo la energía térmica a cubrir por el rendimiento medio estacional de la caldera (**la media en dichos tres meses se ha calculado en 68,3%**), lo que da el resultado de:

785.240 kWh

$$785.240 \text{ kWh} \times 0,0434 \text{ €/kWh} = \underline{\underline{34.079 \text{ €}}}$$

### 2) Coste consumo gas para motor

El consumo de gas natural para motor se calcula dividiendo la energía térmica a cubrir por el rendimiento térmico del motor (**43,4%**), lo que da el resultado de:

12.530.249 kWh

$$12.530.249 \text{ kWh} \times 0,0455 \text{ €/kWh} = \underline{\underline{570.126 \text{ €}}}$$

### ➤ Balances de coste de energía:

El total del coste de adquisición de gas, para motor y para calderas, es:

$$570.126 \text{ €} + 34.079 \text{ €} = \underline{\underline{604.206 \text{ €}}}$$

Finalmente, el total del coste energético, electricidad y gas, es:

$$1.065.517 \text{ €} + 604.206 \text{ €} = \underline{\underline{1.669.723 \text{ €}}}$$

Antes de cogeneración se mostraban los totales de demanda de Electricidad y de Gas, resultando la suma:

$$1.698.485 \text{ €} + 475.632 \text{ €} = \underline{\underline{2.174.117 \text{ €}}}$$

Por tanto el ahorro económico que se logra es de:

$$2.174.117 \text{ €} - 1.669.723 \text{ €} = \boxed{504.395 \text{ €}}$$

Concepto	Coste (€)
<b>Antes de cogeneración</b>	
Coste electricidad	1.698.485
Coste gas	475.632
<b>Total</b>	<b>2.174.117</b>
<b>Con cogeneración</b>	
Coste electricidad	1.065.517
Coste gas motor	570.126
Coste gas calderas	34.079
Coste total gas	604.206
<b>Total</b>	<b>1.669.723</b>
<b>Balance sin cogeneración - con cogeneración</b>	
<b>Ahorro</b>	<b>-504.394</b>

**Tabla 40. Resumen Balance costes y ahorro energía en cogeneración**

Véase por otro lado el coste de la inversión inicial por conceptos:

<b>Inversión inicial</b>	
Motores cogeneración (820€/kWh)	974.980 €
Inter.Calor y Calderas (existentes en hospital)	- €
Variadores frecuencia y electrobombas	11.000 €
Acondicionamiento eléctrico e hidráulico	55.000 €
Sistema detección y corte gas	4.000 €
Reformado cuadro eléctrico general	5.000 €
Sistema control, programación y comunicación	8.000 €
Acometida módulo de cogeneración	6.500 €
Auditoria inicial	22.000 €
Tasas licencias legales e impuestos	25.000 €
<b>Total</b>	<b>1.111.480 €</b>

**Tabla 41. Inversión inicial cogeneración**

Los conceptos que han de amortizarse periódicamente se reflejan en esta tabla:

Términos de amortización y costes periódicos	
Tiempo amortización	10 años
Tasa de descuento k	7%
Incremento IPC para gas	3%
Incremento IPC para electricidad	4%
Coste mantenimiento (subcontratado)	24.227
Costes indirectos y personal	70.000
Seguro	11.115

**Tabla 42. Términos de amortización y costes periódicos cogeneración**

Sobre algunos de ellos se definen las mismas puntualizaciones que se comentaron en la tabla análoga de trigeneración.

### 6.5.1 Amortización del préstamo de financiación bancaria

El método llevado a cabo para el cálculo de la amortización del préstamo convenido para la financiación parcial contraída con el banco de este proyecto sigue el Método Francés, por el cual los intereses que conlleva el préstamo se pagan en mayor cantidad en los primeros años de amortización, mientras que la cantidad prestada no se empieza a amortizar realmente hasta los últimos años.

El periodo de inversión elegido es de 10 años por varias razones. Una es que es un periodo razonable y habitual en términos de financiación de un proyecto de este tipo; otra, que dado que el periodo de vida útil de los motores suele estar en 7 - 8 años por un funcionamiento de más de 8.000 horas/anuales y en el caso de este proyecto, como se trabaja con un tasa de funcionamiento menor (6.300 en trigeneración, 4528 en cogeneración) el periodo de vida útil se puede alargar y permite prolongar la duración de la inversión.

En la siguiente tabla puede verse el resultado de este método para un periodo de amortización de la inversión a 10 años.

Dado que la inversión inicial es de 1.111.480 €, el préstamo pedido al banco es de la cantidad completa: 1.112.000 €. Se han hecho varias comprobaciones para saber si podía pedirse el préstamo completo y no tener que encontrar una segunda fuente de financiación distinta y ha sido posible.

El tipo de interés inicial es del 7%.

Años	Término Amortizativo	Cuota interés	Cuota amortización	Total amortizado	Capital vivo
0					<b>1.112.000 €</b>
1	158.324 €	77.840 €	80.484 €	80.484 €	1.031.516 €
2	158.324 €	72.206 €	86.118 €	166.601 €	945.399 €
3	158.324 €	66.178 €	92.146 €	258.747 €	853.253 €
4	158.324 €	59.728 €	98.596 €	357.343 €	754.657 €
5	158.324 €	52.826 €	105.498 €	462.841 €	649.159 €
6	158.324 €	45.441 €	112.883 €	575.724 €	536.276 €
7	158.324 €	37.539 €	120.784 €	696.508 €	415.492 €
8	158.324 €	29.084 €	129.239 €	825.748 €	286.252 €
9	158.324 €	20.038 €	138.286 €	964.034 €	147.966 €
10	158.324 €	10.358 €	147.966 €	1.112.000 €	- €
<b>Total</b>	<b>1.266.590 €</b>	<b>440.843 €</b>	<b>825.748 €</b>		

**Tabla 43. Amortización del préstamo**

La primera columna es el término amortizativo, que es el mismo cada año, y es la suma de las dos siguientes: Intereses y Amortización. Como puede comprobarse, la cantidad de interés pagado en los primeros años es mucho mayor que en los últimos; al contrario ocurre con la amortización.

La columna de total amortizado da el resultado de la cantidad amortizada acumulada en cada año. La de capital vivo, al contrario, indica el monto que aún queda por pagar del préstamo hasta que en el año 10 no queda nada por deber.

### 6.5.2 Tabla de Flujos de Caja, VAN y TIR

A diferencia del caso de trigeneración, en este caso sí se han considerado los costes de las amortizaciones del préstamo, los impuestos e intereses.

En este caso, se utiliza un solo valor de  $k$ , del 7% que es muy habitual. Se recuerda que el Impuesto de Sociedades ha disminuido del 30% tradicional al 25% como inclusión de la reciente medida que el gobierno ha previsto cambiar este año.

Año		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
con COGENERACIÓN	INV.INICIAL	-1.111.480										
	INGRESOS ELEC.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	COSTE COMPRA ELECTRICIDAD		1.065.517	1.108.138	1.152.463	1.198.562	1.246.504	1.296.364	1.348.219	1.402.148	1.458.233	1.516.563
	COSTE COMPRA GAS NATURAL		604.206	622.332	641.002	660.232	680.039	700.440	721.453	743.097	765.390	788.351
	MANTENIMIENTO		24.227	24.954	25.702	26.474	27.268	28.086	28.928	29.796	30.690	31.611
	COSTES INDIRECTOS		70.000	72.100	74.263	76.491	78.786	81.149	83.584	86.091	88.674	91.334
	SEGURO		11.115	11.448	11.792	12.145	12.510	12.885	13.272	13.670	14.080	14.502
	COSTES TOTALES		1.775.064	1.838.972	1.905.222	1.973.903	2.045.106	2.118.924	2.195.456	2.274.802	2.357.067	2.442.361
sin COG.	COSTE ELECTRICIDAD		1.698.485	1.766.424	1.837.081	1.910.565	1.986.987	2.066.467	2.149.125	2.235.090	2.324.494	2.417.474
	COSTE GAS NATURAL		475.632	489.901	504.598	519.736	535.328	551.388	567.930	584.968	602.517	620.592
	COSTES TOTALES		2.174.117	2.256.326	2.341.680	2.430.301	2.522.316	2.617.855	2.717.055	2.820.058	2.927.011	3.038.066
CASH FLOWS (EBITDA)		-1.111.480	399.053	417.354	436.458	456.398	477.209	498.931	521.600	545.257	569.944	595.705
Amortización			80.484	86.118	92.146	98.596	105.498	112.883	120.784	129.239	138.286	147.966
EBIT			318.569	331.236	344.312	357.801	371.712	386.048	400.815	416.017	431.658	447.738
Intereses			77.840	72.206	66.178	59.728	52.826	45.441	37.539	29.084	20.038	10.358
Tras pagar intereses			240.729	259.030	278.134	298.074	318.886	340.607	363.276	386.933	411.620	437.381
Impuestos (I. Sociedades 25%)			60.182	64.758	69.533	74.518	79.721	85.152	90.819	96.733	102.905	109.345
BENEFICIOS (tras intereses e impuestos)			180.547	194.273	208.600	223.555	239.164	255.455	272.457	290.200	308.715	328.036

Tabla 44. Flujos de Caja, VAN y TIR para cogeneración

Los resultados dan un *pay-back* de 5 años y 3 meses, puesto que sumando los beneficios netos de los años 1, 2, 3, 4, 5 y parte del sexto, se contrarresta la cantidad de 1.111.480 €.

Además los indicativos de VAN y TIR son muy positivos, pues indican que la actividad resulta bastante rentable en el caso de implantar una cogeneración y que el riesgo ante contingencias y cambios el negocio seguirá siendo rentable y operable. Tener un TIR por encima del 15 % no solo indica seguridad sino que el valor del beneficio al final de la inversión sea considerable.

<b>D<sub>0</sub></b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
-1.111.480		168.735 €	169.685 €	170.280 €	170.549 €	170.521 €
<b>VAN (7%)</b>		<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
581.760 €		170.221 €	169.672 €	168.899 €	167.920 €	166.757 €

**Tabla 45. Cash-Flows anuales y VAN para una tasa del 7%**

De hecho, si se calculase con un VAN más pesimista del 9%, se obtiene un buen resultado, como se indica en la tabla resumen.

<b>Pay Back</b>	5,25 años
<b>VAN (7%)</b>	581.760 €
<b>VAN (9%)</b>	420.276 €
<b>TIR (VAN=0)</b>	16,1%

**Tabla 46. Características de la financiación**

## 6.6 Presupuesto

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de 1.111.480 euros.

### ➤ Conclusión:

El proyecto de cogeneración sí resulta viable perfectamente y rentable, gracias a haber bajado las horas de funcionamiento para reducir el coste por combustible y a tener un único motor que da suficiente potencia para todo el año pero sin cubrir los picos máximos de la curva anual, pues habría aumentado el coste de la inversión inicial y comprometido el *pay-back*.



## 7. LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS Y CONTINGENCIAS

### 7.1 Líneas de trabajo futuras

El presente proyecto es la fase preliminar de un estudio de viabilidad definitivo, es comúnmente conocido como pre-estudio de viabilidad, con lo que sí se puede determinar si el proyecto presentado resultaría realmente rentable o no pero con valores estimativos, medios y estimativos, de forma que puede que no sean los valores exactos que existirían en la realidad de los equipos de la instalación o de los combustibles que llegado el momento posean la composición exacta que se ha manejado de la bibliografía. Para obtener unas conclusiones más precisas y realistas, se necesita realizar otros estudios pormenorizados que concreten y aporten más resultados de cara a que, en definitiva, el balance económico esté recogiendo los factores más cercanos a la realidad que permitan determinar una más concreta tasa interna de rentabilidad, o la influencia de otras fuentes de ingreso, de la variabilidad de los cambios normativos, etc.

1. Analizar en qué medida se ven reducidas las emisiones de gases efecto invernadero que la Directiva Europea dicta que se tiene que reducir para este caso (sector terciario de ámbito público, incluso si desde el punto de vista hospitalario se tenga que cumplir un mínimo de reducción debido a que se exija el cumplimiento de pureza de las condiciones ambientales del aire en las proximidades del recinto hospitalario).  
Para los gases CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO, se podría hacer un estudio pormenorizado de las emisiones (para CO<sub>2</sub> son 0,39 kg /kWhe), a partir de la composición química del gas natural adquirido por la planta cogeneradora y que se da en las facturas. De dicho estudio, se estaría obteniendo el total de kg por cada kWh eléctrico producido, con lo que se podría comparar con los valores de emisiones de kWh final que actualmente tiene el hospital o simplemente con el valor de emisiones medio de la red eléctrica en la que participan otras plantas más contaminantes. Incluso llevando este estudio más allá y comparándolo con los valores de contaminación de las plantas que utilizan energías renovables (considerando emisiones especialmente contaminantes debido a la fabricación de los paneles solares de Silicio, transporte y fabricación de alabes para turbinas eólicas, etc. analizando su peso contaminante en términos relativos).
2. Calcular el ahorro económico derivado de la reducción en la producción de gases nocivos al medioambiente por la venta de participaciones en el Mercado de Emisiones considerando el coste que supone para España el sobrepasar su participación correspondiente para la política energética del Plan 20/20/20, puesto que el beneficio económico podría ser un factor importante en el cálculo del balance económico hasta el punto de reducir el valor de tiempo del *pay-back* o de los flujos de caja anuales.

3. En caso de que se instalase trigeneración sin que exista prima retributiva por venta a red, (ya sea por evolución de la normativa, por aumento de las demandas térmicas del hospital, etc.), debería estudiarse la posibilidad de que la empresa cogeneradora se asocie con otra actividad industrial o terciaria cercana para obtener un beneficio del excedente de electricidad que de otro modo no se aprovecha, permitiendo tener otra fuente de financiación en el mismo proyecto.
4. Realizar un mayor número de estudios según distintos precios trimestrales de mercado para el precio de gas y de electricidad. Ante la imposibilidad de conocer el valor futuro (quid de la cuestión de la estimación de la tasa de rentabilidad de cualquier negocio, es decir, el tratar de predecir cuál será el valor de compra de la energía prima durante el tiempo de la amortización de la inversión) se tendría que recoger y analizar en mayor detalle datos de información económicos e influencia de valores macroeconómicos, históricos sobre índices bursátiles de venta energética, etc.
5. Contrastar cuánto ahorro de energía eléctrica puede suponer el cambio de las enfriadoras centrífugas por otras de tecnología más novedosa como levitación magnética, capaces de doblar el COP, frente al coste de la nueva inversión que consuman mucha menos electricidad y permita la reducción del gasto económico del hospital en la gestión de sus recursos energéticos.
6. Realizar una nueva cuenta de resultados que incluya un inventario pormenorizado de los activos y materiales detallados y definitivos a adquirir para la implementación y puesta en marcha de los equipos de cogeneración, así como de los honorarios del personal involucrado en dicho proyecto durante su instalación y a posteriori durante el servicio post-venta, mantenimiento (si se subcontratase), valor de las piezas principales de repuesto o elementos fundamentales de equipo.

## 7.2 Contingencias

Existe la posibilidad de que ante acontecimientos no previstos y factores externos a la propia empresa, los beneficios económicos puedan variar haciendo cambiar la previsión de los *cash-flows* y del *pay-back*. A esto se le llama contingencias y hay que tenerlas en cuenta para saber si puede verse afectada la rentabilidad del proyecto y ver si este puede verse sensiblemente comprometido. Estas contingencias podrían ser las siguientes:

1. Aumento considerable del precio del gas: dado que es el combustible en el que se basa el ahorro en la cogeneración, un aumento de su precio, incluso por encima del precio de la electricidad, sería una situación crítica para la rentabilidad. Dado que España es país importador de gas natural al no tener reservas nacionales, depende totalmente de los países que la proveen de gas. Tanto los conflictos bélicos en tales países como las tensiones diplomáticas con España podrían alterar el precio de venta. No obstante, la potencialidad de estos hechos es escasa y no hay indicios fundados en la actualidad.

2. **Averías graves de los equipos:** se prevé que los equipos sufren fallos y que haya que adquirir repuestos eventualmente que cubre el seguro. Pero si esta situación se diese muy a menudo o se diese una rotura crítica en el motor o del módulo de cogeneración en general, el seguro no cubriría otra instalación totalmente nueva. Pero dada alta fiabilidad de chequeo de los componentes por parte de los fabricantes hacen de esta contingencia algo improbable.
3. **Cambios drásticos en la normativa:** el éxito de la generación española pasa por tener una regulación estable, predecible y rentable al igual que las cogeneraciones anteriores al RDL 1/2012 sufrieron un cambio grave en la explotación económica de sus instalaciones por dejar de recibir primas, podría darse que en el futuro el gobierno imponga otras leyes o restricciones que afecten a la cogeneración.

Aunque aún no se ha pronunciado ante cómo será el nuevo modelo, existe n indicios sobre la forma de explotar el autoconsumo en el que las empresas que produzcan para autoabastecerse deban pagar un canon o tasa por verter o adquirir electricidad a la red por derechos de acceso a ésta (en cierto modo, para compensar la falta de ingresos por impuestos sobre la electricidad que no va a cobrar). Existe un borrador de un Real Decreto sobre Renovables, Cogeneración y Residuos, llamado “Recore”, que aún no ha sido aprobado. Este sistema elimina el término Régimen Especial y está basado en la retribución a la inversión. En él, la retribución dependerá de los valores del mercado y se establecerán unos límites mínimos y máximos en relación con el precio estimado del mercado ( $P_{mdo}$ ) considerado en el cálculo de los parámetros retributivos y llevados a cabo por “una empresa eficiente y bien gestionada”, según cita el documento, algo que aporta cierta subjetividad a la retribución. Hay que tener en cuenta que además sería retroactivo, por lo que afectará a todas las plantas existentes (más de 60.000) y que se calculará en función de la tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria. Sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Los parámetros que determinan la retribución específica se revisarán al finalizar cada periodo regulatorio (6 años) y cada semiperiodo (3 años), por lo que a priori no se podrá saber cuáles serán los ingresos y la rentabilidad podría ser indeterminada. El documento es complejo (con más de 14 tipos de liquidaciones) y los expertos del sector afirman que no es un modelo justificado porque no aporta parámetros económicos que aseguren la rentabilidad, sino tan solo un método que desarrollara una OM (operadora de mercado); ni siquiera distingue distintas categorías de cogeneración (con biomasa, residuos al 50%, etc.) lo que da una idea de lo poco que la legislación puede ajustarse a la realidad de cada actividad cogeneradora en particular.

En el caso de un estudio como el presente, se podría decir que el riesgo de cambios es menor al ser un modelo de autoconsumo basado en cubrir la mayor parte de la demanda térmica y que no vierte electricidad a red, por lo que le afectaría menos los vaivenes del mercado ligados a la retribución del “Recore”.

## 8. CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto ha sido estudiar la viabilidad económico-técnica de un proyecto de cogeneración en el sector terciario para abastecer de energía térmica y eléctrica dado un escenario actual complicado para este sector debido a no disfrutar de primas en la retribución para competir con otros tipos de generación tradicionales.

Este hecho ha supuesto un reto a la hora de desarrollar este trabajo al tener que enfrentar dos formas diferentes de abastecer el hospital: la trigeneración (ya habitual para las demandas de edificios y centros con grandes y continuas demandas de climatización y electricidad) y la cogeneración de electricidad y calor.

A priori, las premisas apuntan a la instalación de trigeneración por su contribución a la refrigeración del complejo hospitalario ahorrando energía. Pero con este estudio se ha puesto de manifiesto que las normativas legislativas restringen de forma determinante la capacidad de operación de muchas tecnologías de generación por el mero hecho de saber si estas van a ser capaces de cubrir, al menos, sus gastos de explotación de la planta (sin entrar a valorar en qué medida afecta a la rentabilidad y beneficio económicos y a la decisión de los inversores de arriesgar su capital).

No obstante, la cogeneración sí se puede implementar y es la salida existente para ese tipo de proyectos, al no estar tan comprometida por no tener que adquirir las máquinas de absorción ni hacer frente a sus altas demandas térmicas, por lo que sus costes de inversión son cuantiosamente menores (en este estudio se contrasta que la proporción es 4 veces menor de inversión frente a la de trigeneración).

Según los informes y desde las asociaciones y empresas del sector se afirma que las plantas de cogeneración están estancadas y muchas han parado o echado el cierre por no poder mantener los costes energéticos de producción. Pero el sector no está abocado a la destrucción, especialmente para las plantas de nueva construcción, si éstas realmente se diseñan para ajustarse al máximo a la instalación cliente y ahorrar en sus demandas en vez de esperar producir excedente para sacar un beneficio económico mayor, pues además muchas de las grandes plantas de potencia producían en bases a eso, pero no en bases a ahorros medioambientales puesto que no se buscaba la optimización térmica, desviando calor excedente a la atmósfera y haber aumentado las emisiones locales de GEI de la planta.

La cogeneración, pese a usar combustibles fósiles, contribuyen a reducir las emisiones de GEI (pues con gas natural éstas son mínimas y menos contaminantes que por ejemplo fuel-oil) y al aumento de la eficiencia energética y sostenibilidad medioambiental.

Este objetivo lo comparte con las energías renovables y es motivo por el cual deben combinarse para aumentar la sinergia. El presente proyecto es un perfecto ejemplo de ello al combinarse producción para ACS con placas solares, lo que aún hace más eficiente al hospital. Este es un ejemplo modelo del que tomar nota la administración para reducir los gastos de la cuenta pública con otras grandes edificaciones.

Sin duda el gobierno central se ha alejado opuestamente desde 2012 y ha seguido manteniendo esa posición en las sucesivas modificaciones legislativas, como con la Ley

del Sector Eléctrico de 2013, respecto a estos propósitos que tanto requiere el sector energético y las infraestructuras de la actual sociedad para alcanzar una mayor competitividad en todos los ámbitos, con las razones económicas expuestas de los ahorros económicos y en emisiones de GEI por reducción del consumo de energía primaria, mayor empleabilidad, el empuje a la industria y al PIB nacional ligados a la inversión y desarrollo en tecnologías y proyectos de cogeneración.

Es importante recalcar que la cogeneración tiene la tecnología y el know-how muy avanzados, lo cual se añade a que dispone de aún un altísimo potencial<sup>40</sup> para que sea implantado tanto en grandes complejos del sector terciario o en edificios menores a través de microcogeneración, así como en muchas industrias que también tengan demandas medias de calor y no solo las habituales grandes consumidoras que ya se han expuesto anteriormente.

Unos de los problemas a los que se enfrenta es la falta de financiación y la situación reacia de los bancos de conceder préstamos. Debería ser al contrario porque la cogeneración es una de las tecnologías que más ahorro reporta (con rendimientos del 80-90% superan a todas las tecnologías) y fortalece la economía de la actividad cliente. El *pay-back* de este proyecto lo avala al ser de tan solo 5 años y tener otros casi 5 años de beneficio positivo con un VAN de 581.760 € y una tasa TIR del 16.1%.

El estudio presente demuestra que instalar cogeneración es considerablemente rentable y un modelo de negocio que con una mejor regulación legislativa podría poner a España a la cabeza en Europa en eficiencia energética. De este modo se cumpliría con las Directivas Europeas a las que está sujeta, contribuyendo a reducir la deuda en el mercado de emisiones.

Por tanto, es por tanto imperativo aprovechar la cogeneración como herramienta doblemente importante en cuanto que conlleva ahorro económico por menor consumo y en cuanto a ventajas medioambientales que redundan del aprovechamiento de calor evitado a la atmósfera y las menores emisiones contaminantes.

---

<sup>40</sup> De los objetivos fijados para 2012 en el Plan Paner de 2008 quedaron más de un 20% por alcanzarse de potencia instalada. Habría que añadir lo fijado para el año 2020.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

### 9.1 Referencias en el documento

- [1] García Garrido, Santiago y Fraile Chico, Diego. “Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas”, Editorial Díaz Santos. 2008.
- [2] “Guía de la Cogeneración” Fenercom de la Comunidad de Madrid. 2010.
- [3] The Boston Consulting Group con ‘ACOGEN’. “Valoración de los beneficios asociados al desarrollo de la cogeneración en España”. Septiembre 2010.
- [4] Boletín electrónico del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía).
- [5] “Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020”. IDAE Julio 2007

### 9.2 Bibliografía

- Directiva 2012/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de Febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- Real Decreto 661/2007 aprobado en Consejo de Ministros, el 27 de Mayo de 2007, en el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 616/2007 aprobado en Consejo de Ministros, el 11 de Mayo de 2007, sobre fomento de la cogeneración.
- “Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia” IDAE. Abril 2008.
- “Análisis del potencial de cogeneración en la industria española 1997-2010” IDAE.1998.
- “Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020”. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; IDAE. Madrid. Publicado el 30 de junio de 2010.

- “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) 2004-2012. Plan de Acción 2004-2012 -IDAE Julio 2007.
- “Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020”. IDAE Julio 2007.
- José María Sala Lizarraga, “Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos”, Servicio Editorial de la U.P.V. Bilbao, 1994.
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN); D. José Javier Rodríguez. “Energía eficiente, Cogeneración. Presente y futuro de la microcogeneración”.
- Universidad de Navarra. Asignatura “Tecnologías energéticas”. 2006-2007.
- “Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Hospitales”. Fenercom.2010.
- “Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnósticos Energéticos: Hospitales”. Ministerio de Energía y Minas de Perú. Dirección General de Electricidad. Mayo 2008.
- “Get your cogeneration project financed”. Cogen Europe. Octubre 2006.
- “Cogeneration and District Energy”. International Energy Agency.
- IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático).
- Datos Técnicos de Motores de Gas Natural Jenbacher type 4 J416 GS.
- Guía del Hospital Universitario de Fuenlabrada y Memoria de Consumos. 2011.

*Direcciones web:*

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE): <http://www.idae.es/>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC): <http://www.mityc.es/>
- CNMC (Comisión Nacional de Mercados y la Competencia), Departamento de Energía: <http://www.cnmc.es/>
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid: <http://www.fenercom.com/>
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN): <http://www.acogen.org/>
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España): <http://www.cogenspain.org/>



- Gestor técnico del sistema gasista español (Enagás GTS): <http://www.enagas.es/>
- CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas): <http://www.ciemat.es/>
- UNESA: <http://www.unesa.es/>
- Gas Natural Fenosa: <http://www.unesa.es/>
- BESSEL: <http://www.bessel.es/>
- Motores de cogeneración: <http://www.gejenbacher.com/>
- Motores de cogeneración: <http://www.deutz.com/>
- Motores de cogeneración: <http://www.mwm.com/>
- Enfriadoras McQuay-Daikin: <http://www.daikin.com/>
- Boletín electrónico “Energía y Sociedad”: <http://www.energiaysociedad.com/>
- Magazine virtual “Energética XXI”: <http://www.energetica21.com/>
- Boletín electrónico “Mundoenergía”: <http://www.mundoenergía.com/>
- American Chemistry Society (ACS): <http://www.acs.org/>

## 10. ANEXOS

### 10.1 ANEXO 1: Consumos eléctricos mes (días-tipo)

La distribución de los consumos diarios de electricidad a lo largo de un mes son muy similares para cada mes, cuya apariencia viene a ser la misma (y como en fin de semana se aprecia una habitual disminución respecto a entresemana) siendo algo mayor en julio y agosto debido al aumento de demanda de las enfriadoras. Como no hay diferencias significativas entre meses, se muestran de ejemplo un mes invierno y otro de verano para constatarlo. El resto se recogen quedan recogidos como datos en las dos tablas contiguas ya que los datos de consumo mensuales sí serán necesarios para el dimensionamiento de la instalación.

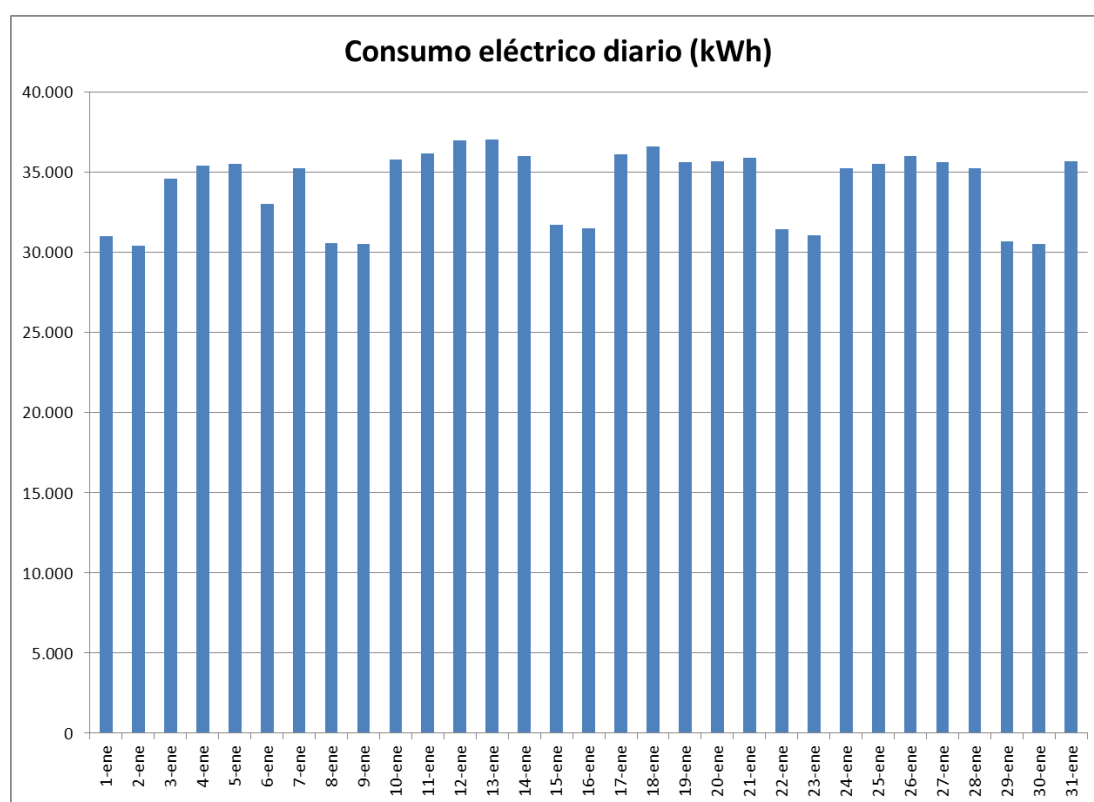
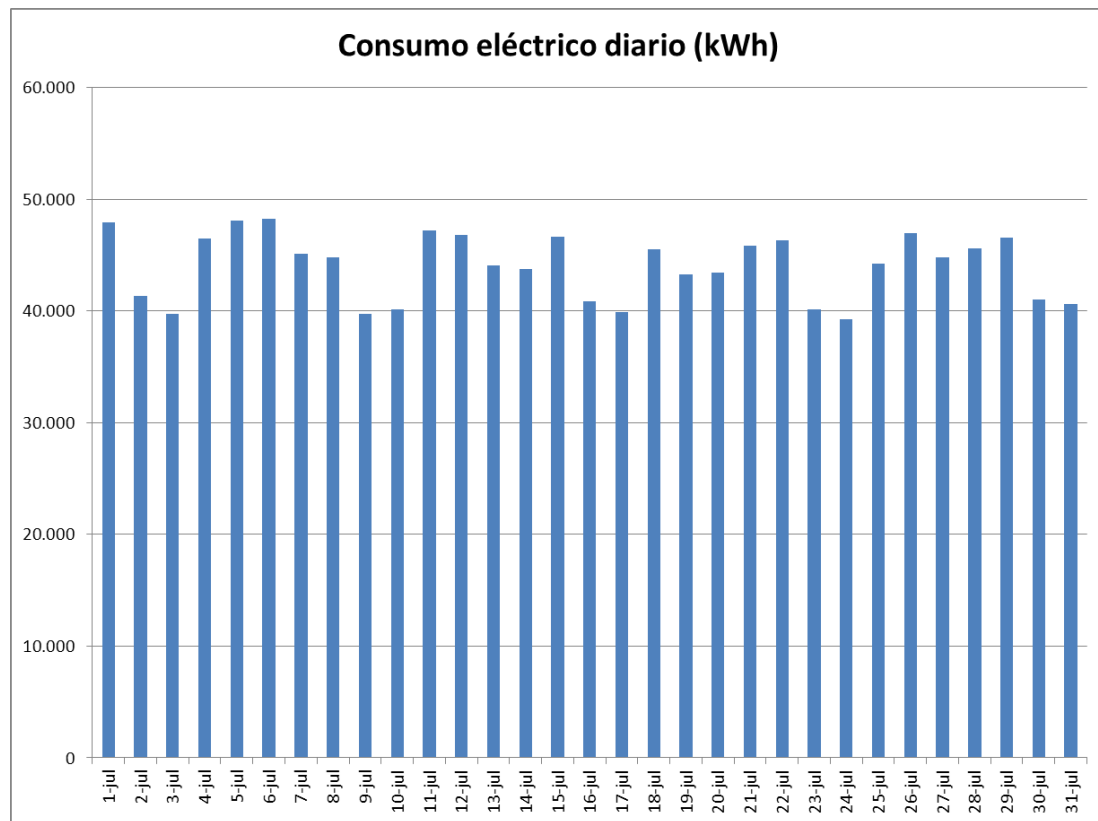


Figura: Consumos eléctricos mes - invierno diario



**Figura: Consumos eléctricos mes - verano diario**

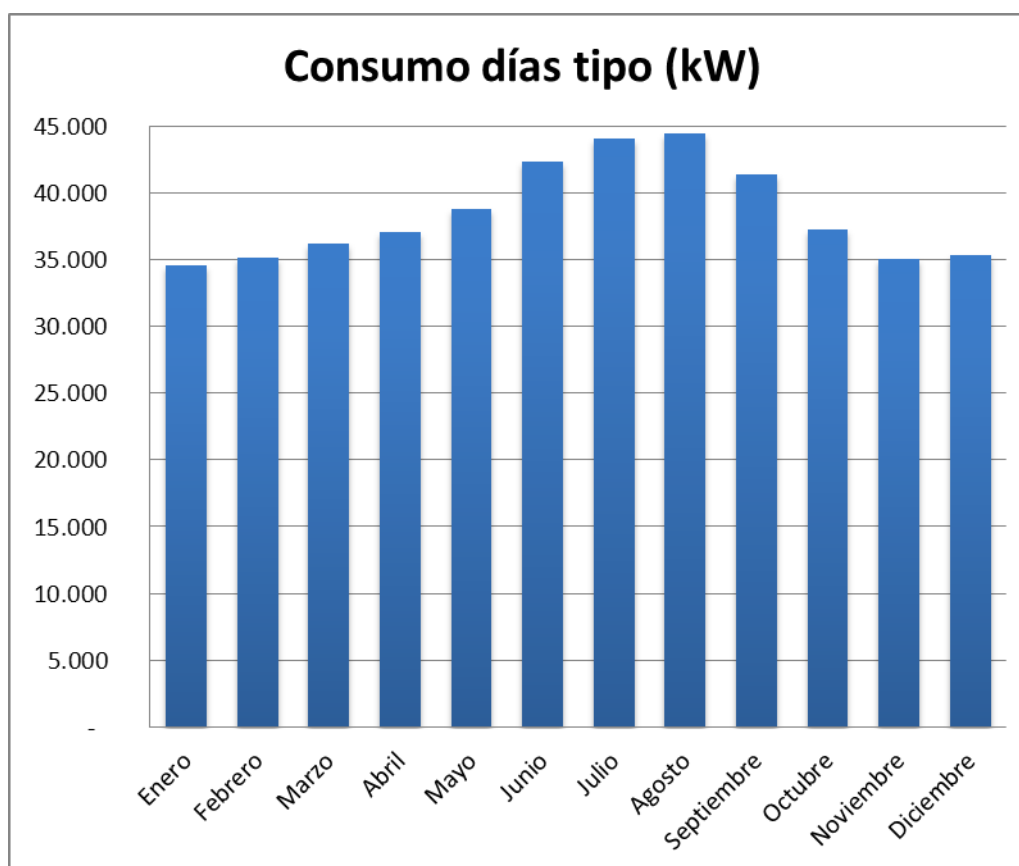
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Día	Consumo eléctrico (kWh)					
1	31.040	36.315	36.735	38.545	31.397	38.252
2	30.394	36.415	36.843	33.938	33.507	37.956
3	34.586	36.012	36.638	32.696	38.050	38.334
4	35.414	35.857	36.232	38.706	38.132	33.313
5	35.549	30.942	31.382	40.238	38.833	34.375
6	33.028	30.879	31.353	40.979	39.360	40.062
7	35.254	36.026	37.568	41.786	31.795	38.649
8	30.564	35.329	37.572	41.323	32.286	38.738
9	30.535	35.188	37.576	35.946	39.883	39.194
10	35.811	35.886	37.678	35.884	41.621	40.289
11	36.163	35.930	36.841	40.049	42.467	35.917
12	37.002	30.590	31.742	40.503	41.694	37.079
13	37.031	29.838	31.529	40.814	42.320	44.755
14	36.021	35.377	37.168	40.687	36.250	44.242
15	31.734	35.483	36.983	39.049	32.508	45.244
16	31.486	35.316	36.562	33.831	39.392	44.467
17	36.109	35.760	36.526	33.878	40.898	43.466
18	36.590	35.683	36.623	38.954	40.755	36.731
19	35.615	30.895	32.749	38.648	39.113	37.177
20	35.680	30.694	32.234	37.284	40.308	45.885
21	35.927	35.929	37.727	34.048	33.054	46.431
22	31.450	36.564	37.396	33.228	35.945	47.009
23	31.082	36.899	37.222	31.597	42.373	43.892
24	35.277	36.540	37.239	31.825	43.632	46.833
25	35.536	37.564	37.208	37.494	45.039	42.392
26	35.998	32.556	31.814	38.460	44.317	44.217
27	35.629	31.653	31.599	38.512	41.951	50.719
28	35.249	37.221	37.045	35.974	36.575	49.068
29	30.715	-	37.875	37.098	37.055	48.589
30	30.519	-	38.553	31.381	42.405	46.745
31	35.669	-	38.524	-	42.017	-
<b>Total</b>	<b>1.058.657</b>	<b>969.341</b>	<b>1.110.736</b>	<b>1.113.355</b>	<b>1.204.932</b>	<b>1.260.020</b>

Tabla: Consumos eléctricos de cada mes

Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Día	Consumo eléctrico (kWh)					
1	47.935	46.623	41.558	34.474	35.094	37.004
2	41.309	43.690	40.207	35.160	37.328	36.107
3	39.765	43.805	34.324	41.783	36.753	30.860
4	46.469	45.838	34.735	42.483	35.630	30.308
5	48.068	45.968	41.689	42.720	30.093	36.454
6	48.237	39.205	43.270	43.135	30.300	33.252
7	45.150	39.042	44.059	40.209	36.967	36.280
8	44.769	45.726	43.399	32.140	36.453	33.282
9	39.727	44.969	44.449	32.244	36.921	35.606
10	40.161	45.866	40.080	40.280	37.533	30.549
11	47.216	46.309	39.066	42.338	38.082	30.503
12	46.777	46.050	45.163	39.074	32.295	36.397
13	44.099	39.145	47.055	39.893	31.408	36.718
14	43.754	40.086	43.982	41.523	36.928	37.256
15	46.682	44.503	46.511	34.813	36.479	36.585
16	40.854	47.189	46.585	33.904	36.873	37.041
17	39.929	47.141	40.395	39.499	36.695	31.769
18	45.512	46.997	37.489	39.276	36.647	32.029
19	43.244	47.361	40.002	39.381	31.321	38.093
20	43.462	42.104	41.488	37.282	31.068	37.974
21	45.874	43.633	43.164	36.944	37.298	38.315
22	46.285	47.080	43.371	31.735	36.972	37.095
23	40.150	47.121	42.757	31.145	37.560	36.159
24	39.233	45.984	34.943	35.963	37.107	30.417
25	44.237	45.995	34.729	34.848	36.937	30.307
26	46.973	43.034	42.623	36.432	30.874	32.746
27	44.777	36.865	43.309	36.537	30.402	35.773
28	45.564	37.867	41.594	36.976	36.501	35.828
29	46.604	45.556	41.371	31.969	36.813	35.665
30	41.035	45.214	41.227	32.219	37.068	35.414
31	40.660	43.667	-	38.577	-	30.239
<b>Total</b>	<b>1.364.511</b>	<b>1.369.633</b>	<b>1.244.594</b>	<b>1.154.956</b>	<b>1.058.400</b>	<b>1.072.025</b>

Tabla: Consumos eléctricos de cada mes (continuación)

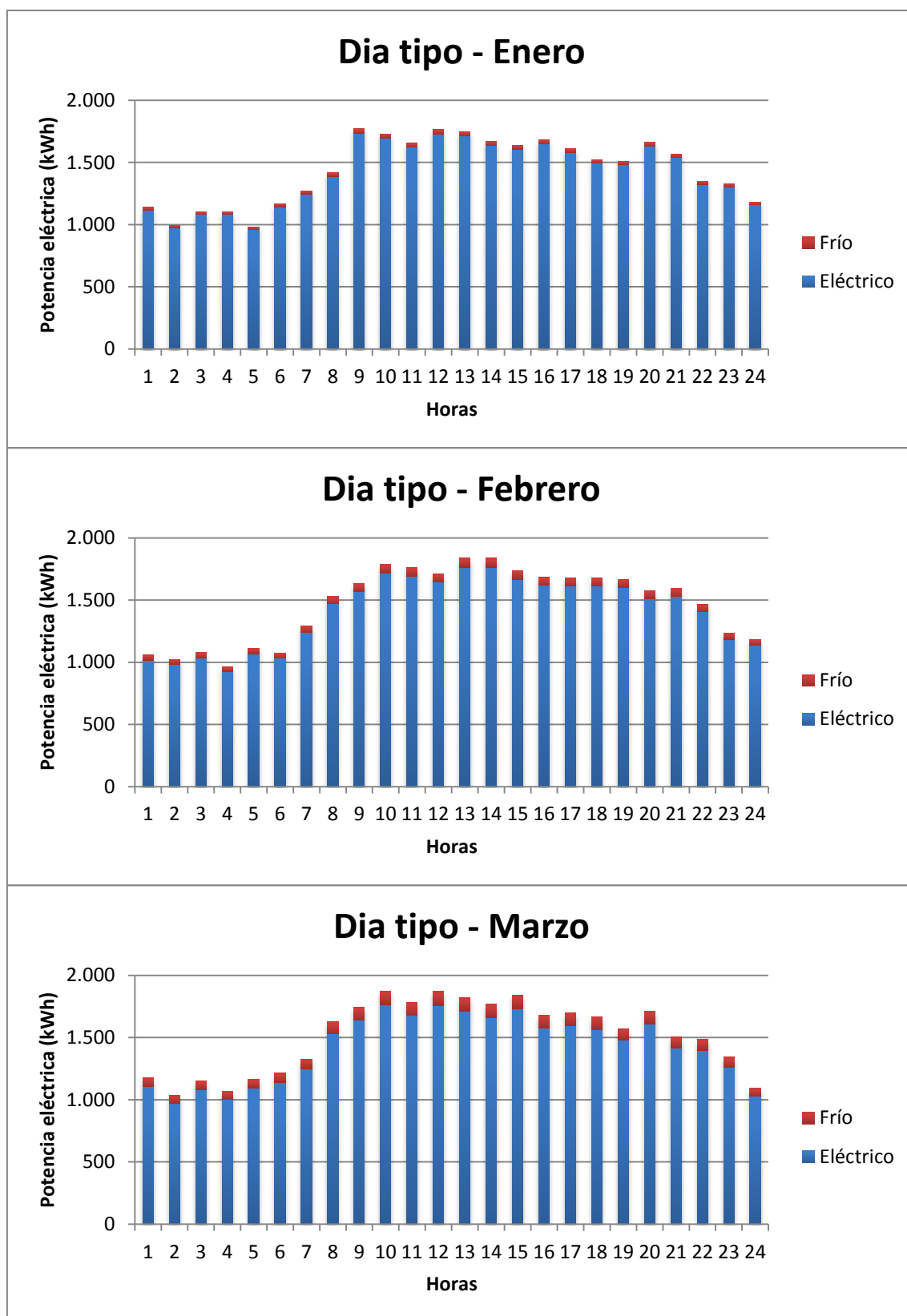
## 10.2 ANEXO 2: Consumos eléctricos horarios (días-tipo)

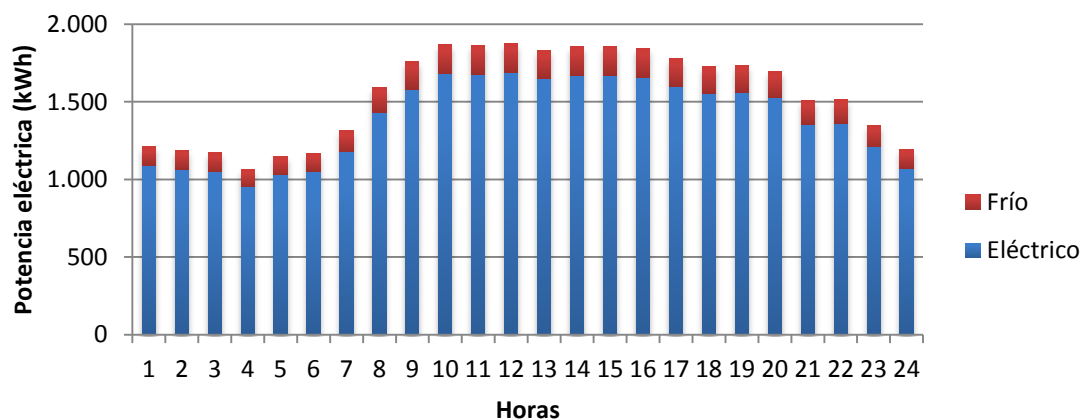
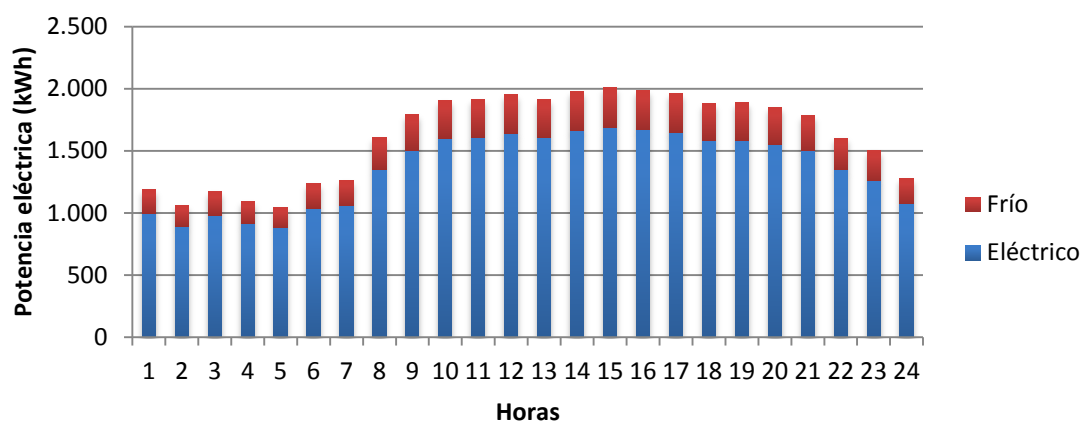
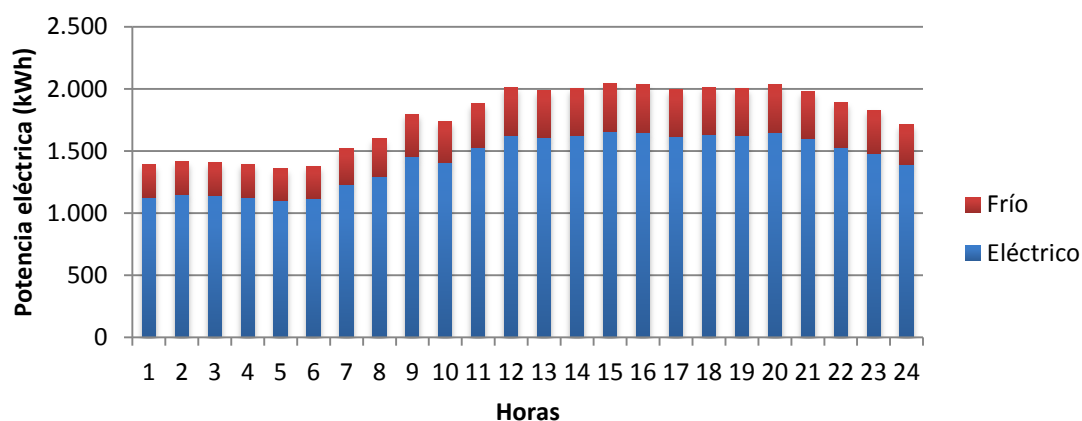


**Figura: Consumos eléctricos total del día-tipo de cada mes**

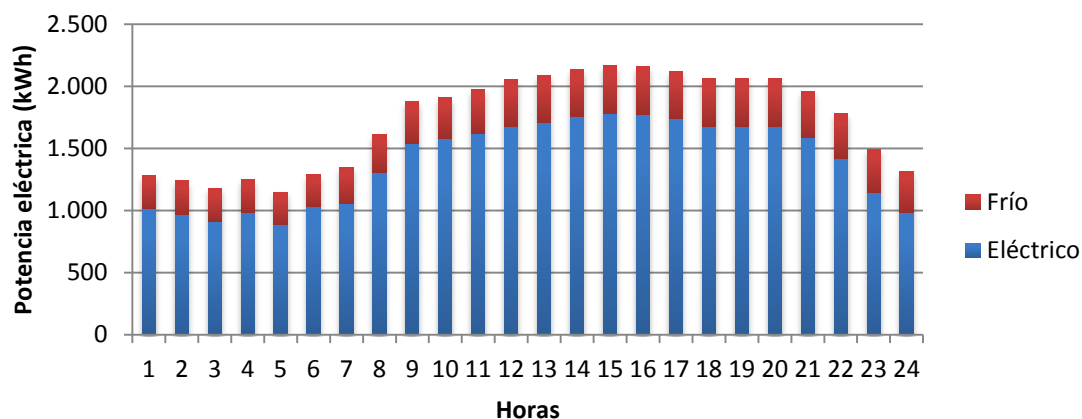
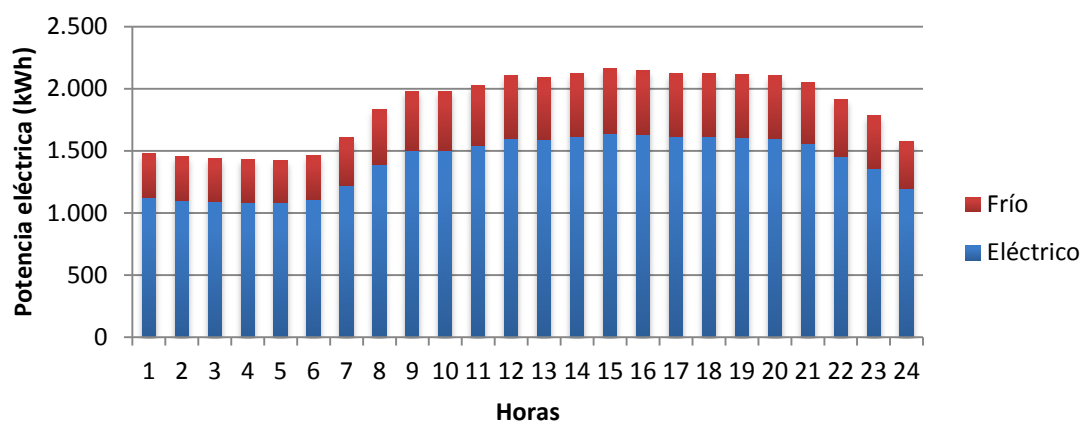
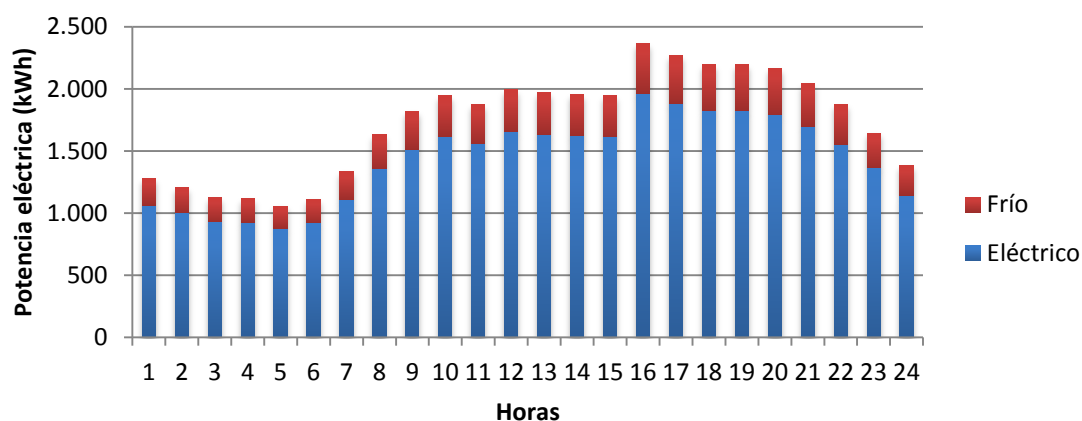
La figura anterior es el día tipo de cada mes. Cada día-tipo puede desgranarse en la suma de cada una de las 24 horas, viéndose el consumo de potencia según la hora del día.

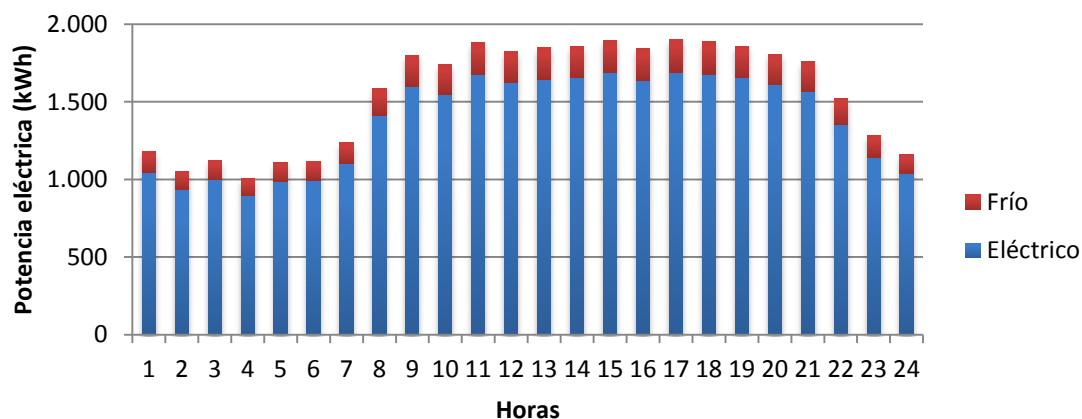
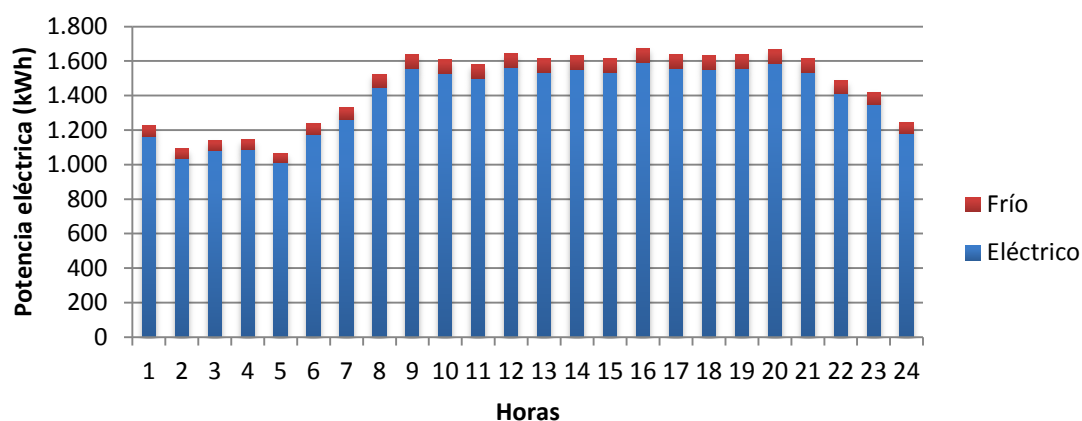
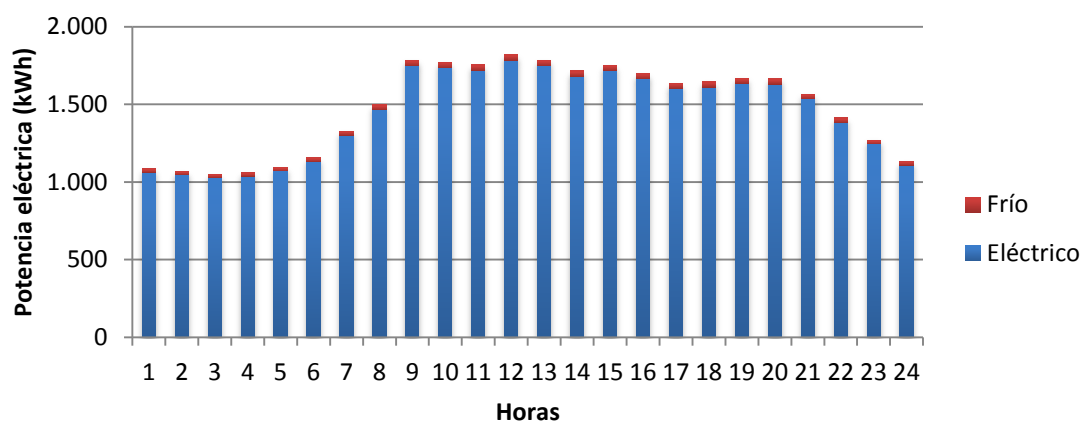
En los siguientes gráficos se distinguen los conceptos de electricidad para refrigeración (en rojo) y para el resto de conceptos eléctricos como alumbrado, fuerza, etc. (en azul) por horas para los días-tipo de cada mes.



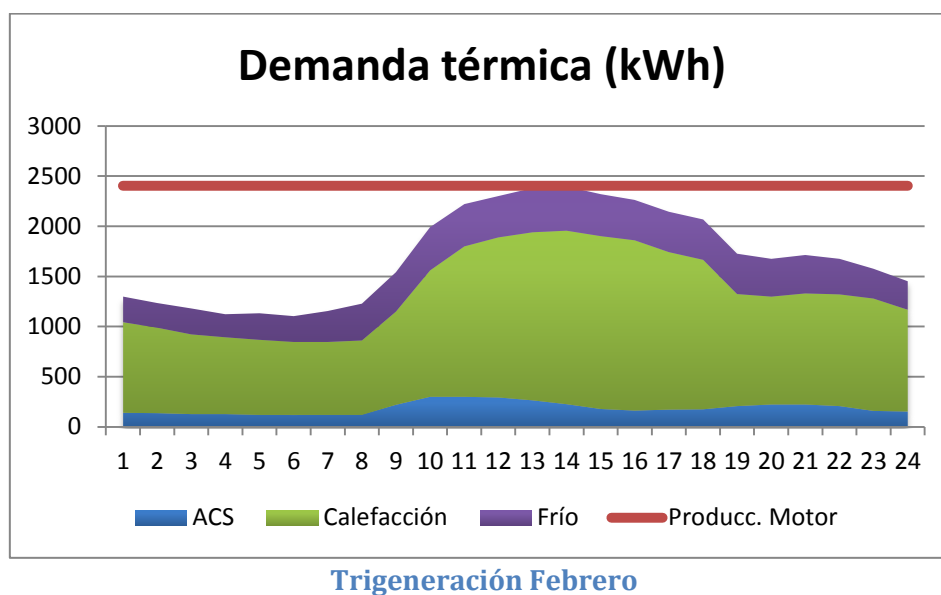
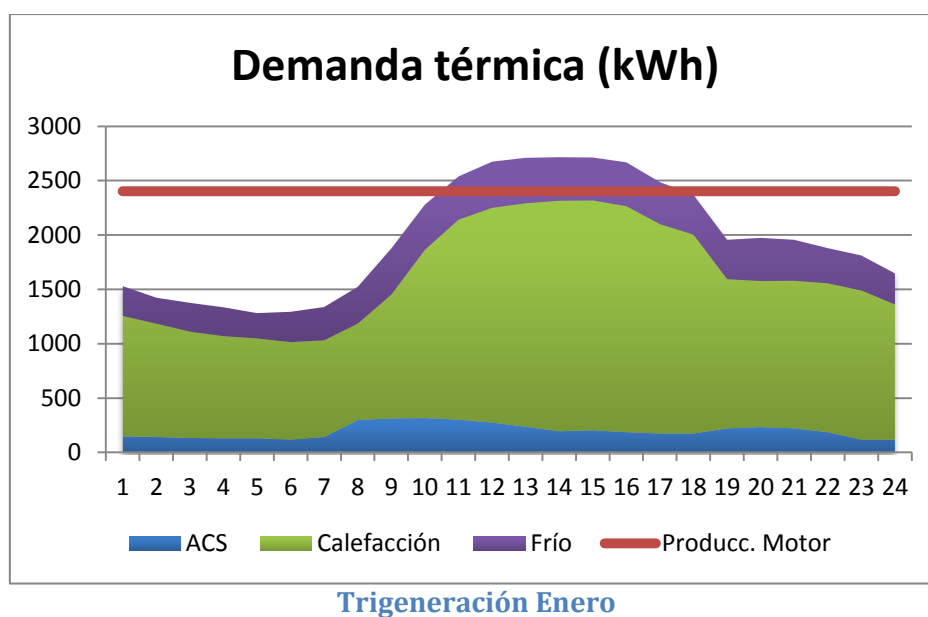
**Día tipo - Abril****Día tipo - Mayo****Día tipo - Junio**

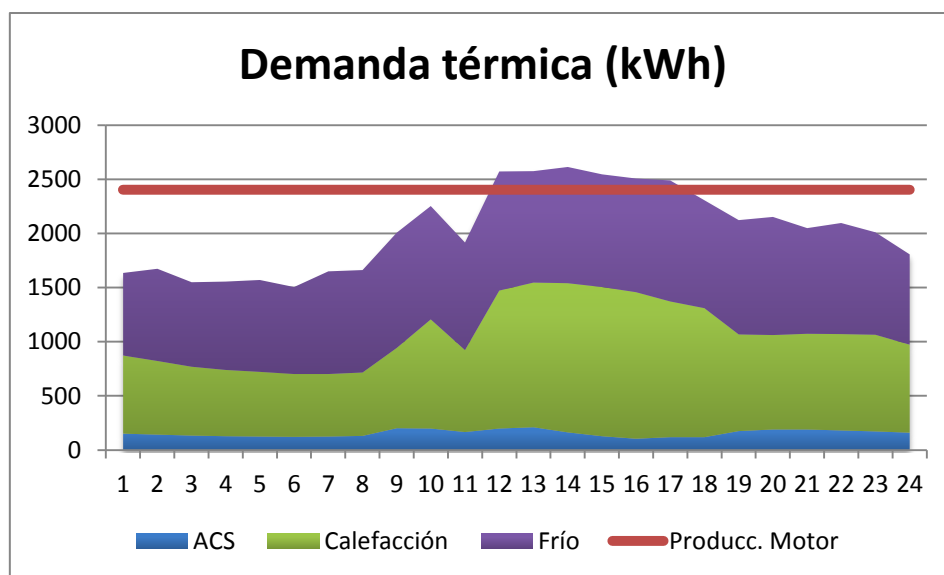


**Día tipo - Julio****Día tipo - Agosto****Día tipo - Septiembre**

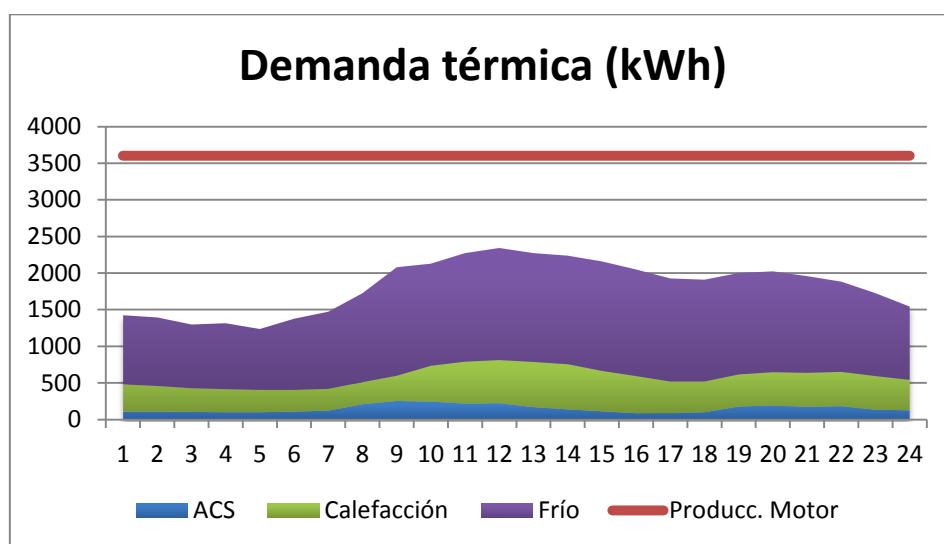
**Día tipo - Octubre****Día tipo - Noviembre****Día tipo - Diciembre**

### 10.3 ANEXO 3: Demandas térmicas trigeneración mes (días-tipo)

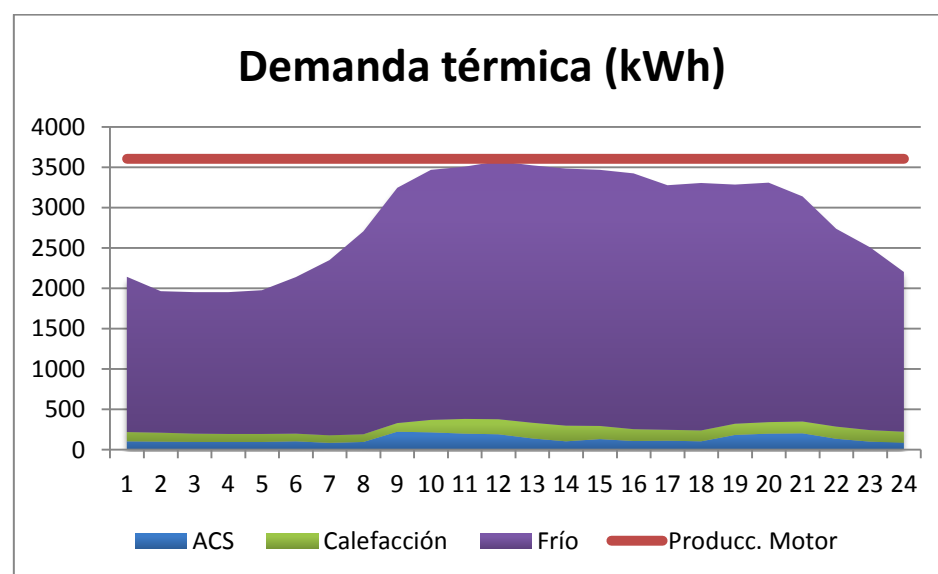




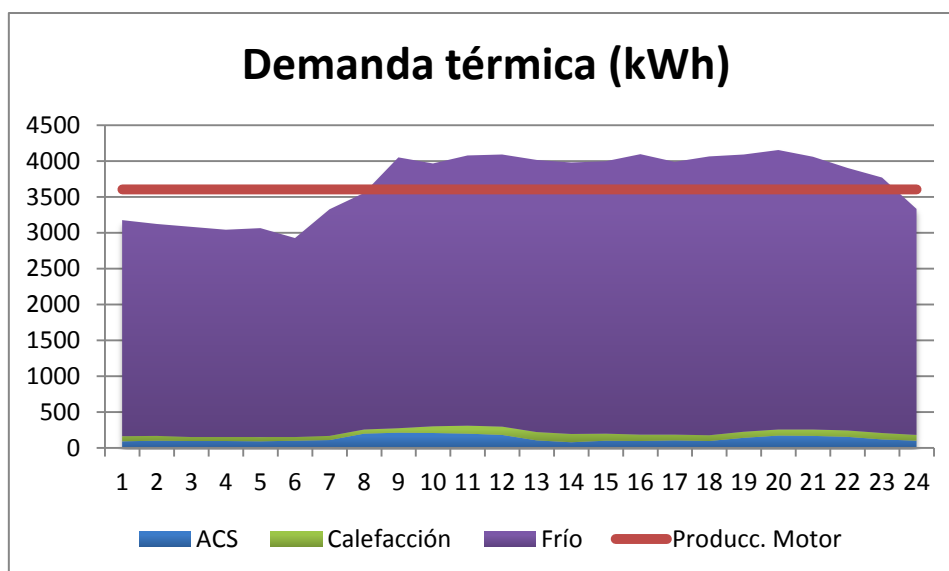
Trigeneración Marzo



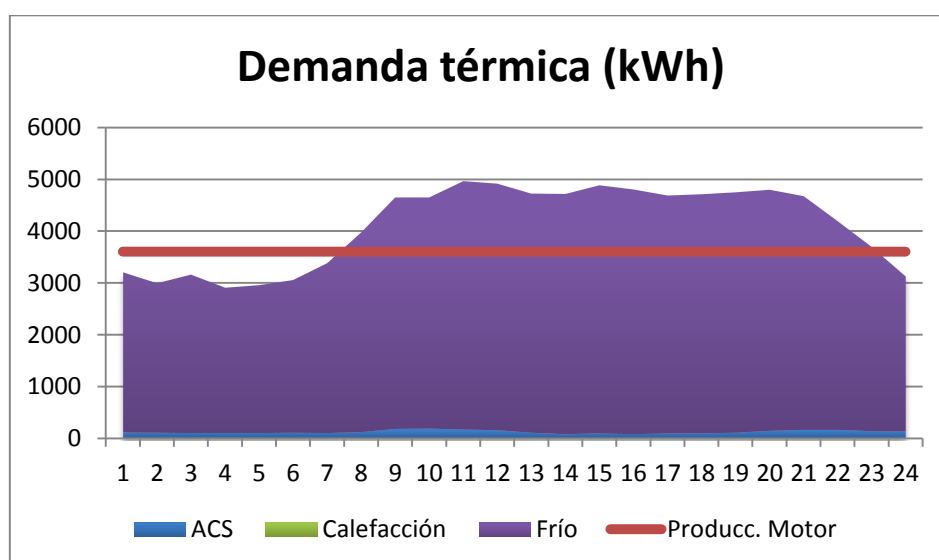
Trigeneración Abril



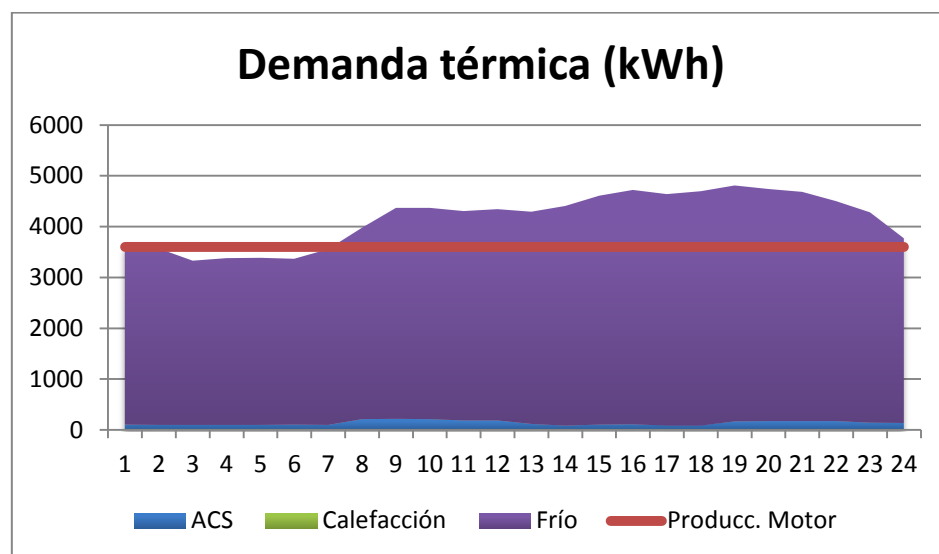
Trigeneración Mayo



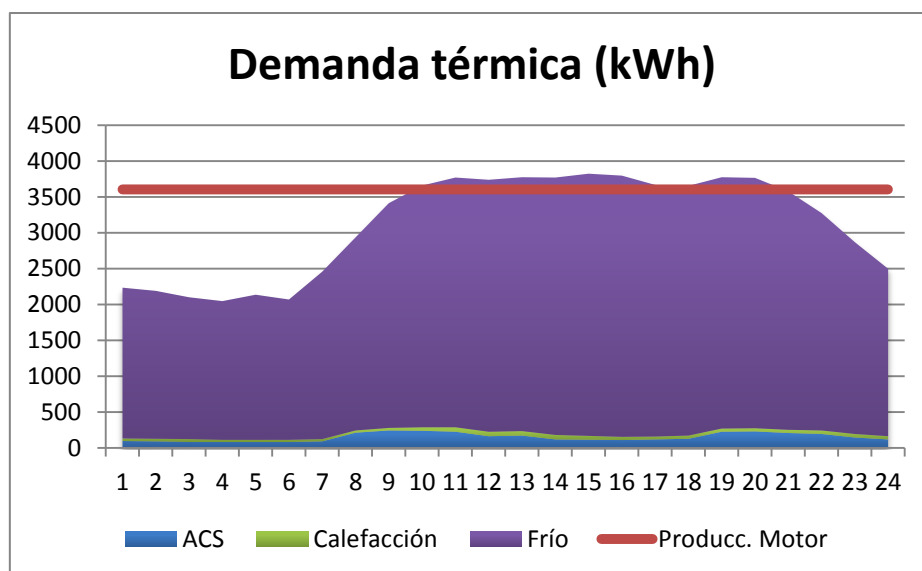
Trigeneración Junio



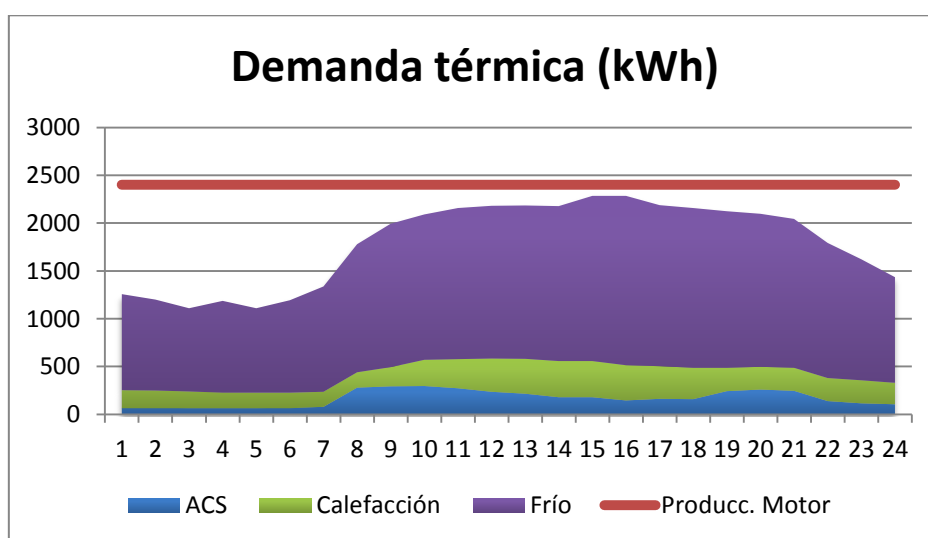
Trigeneración Julio



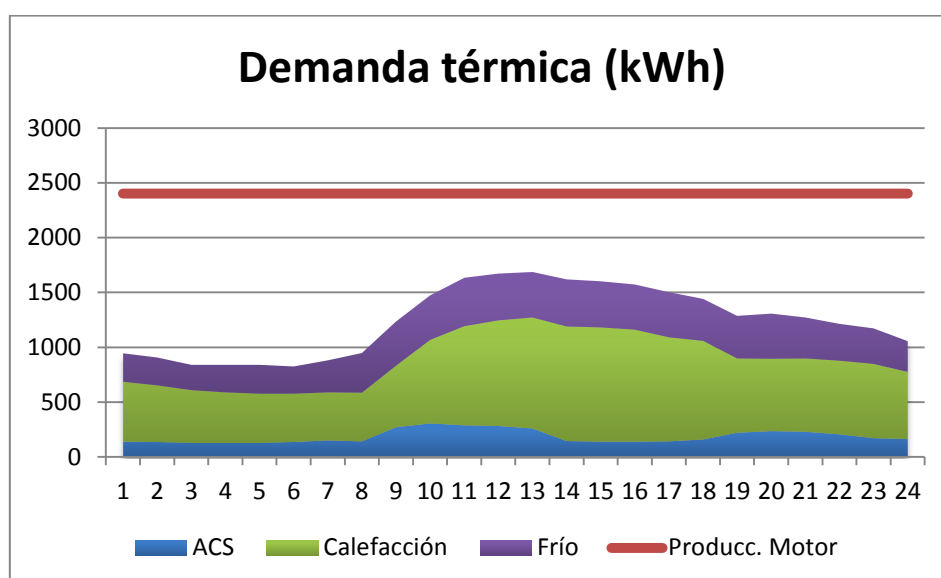
Trigeneración Agosto



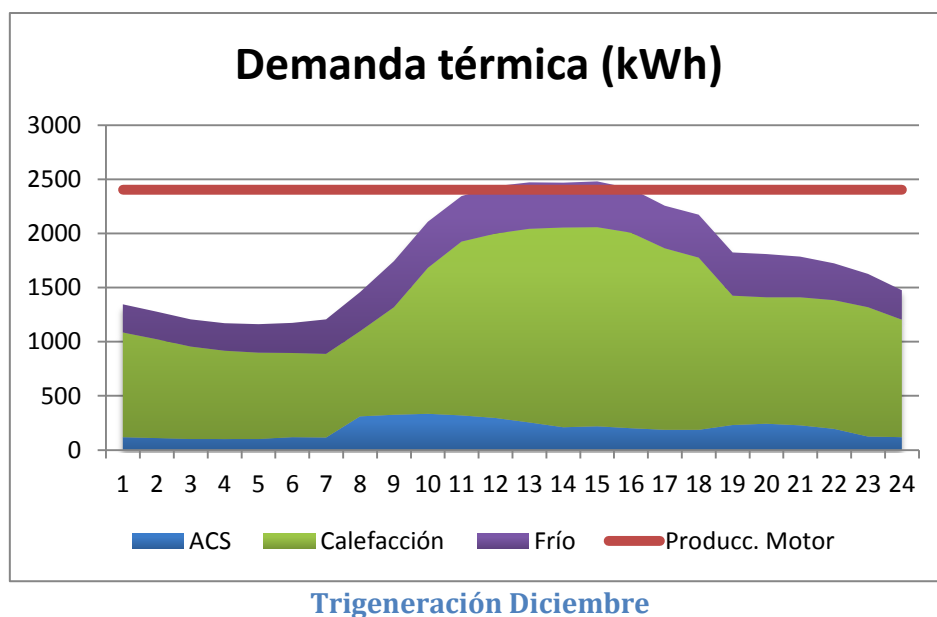
Trigeneración Septiembre



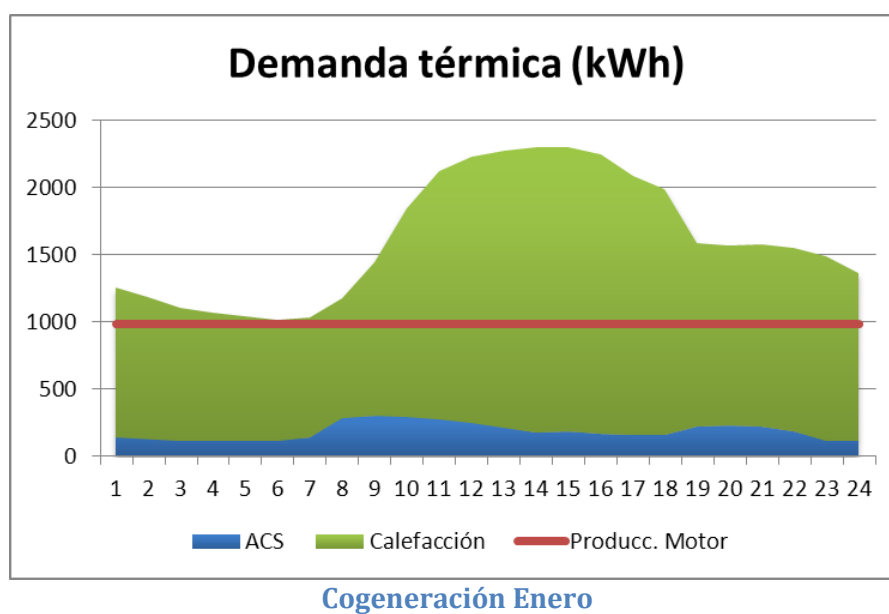
Trigeneración Octubre

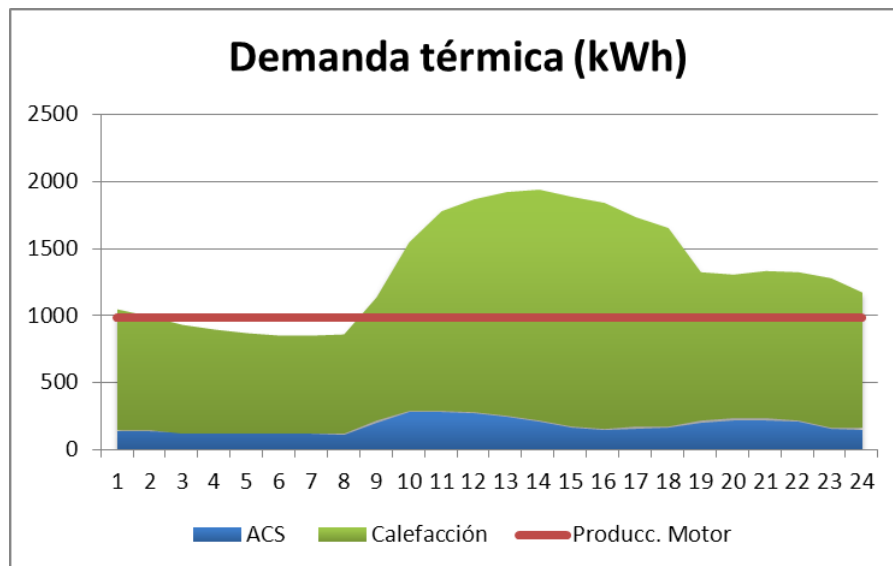


Trigeneración Noviembre

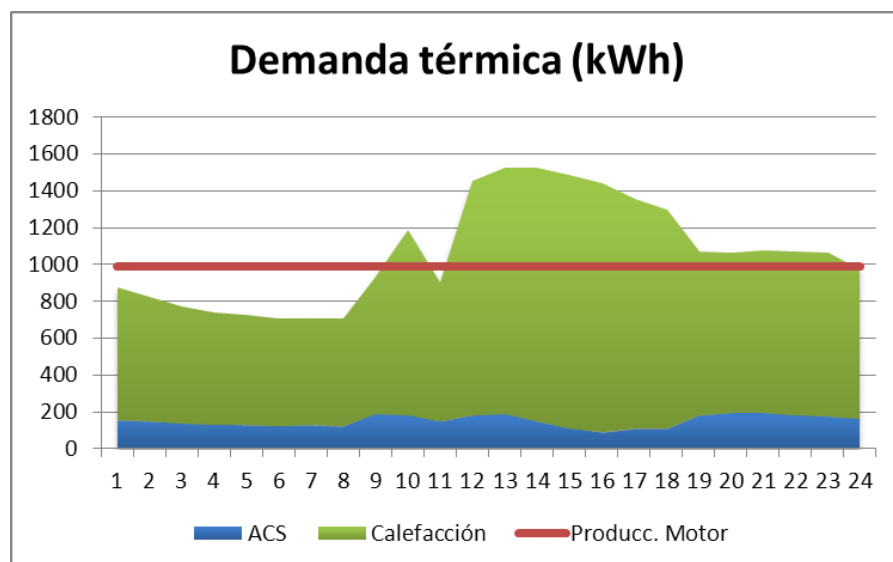


#### 10.4 ANEXO 4: Demandas térmicas cogeneración mes (días-tipo)

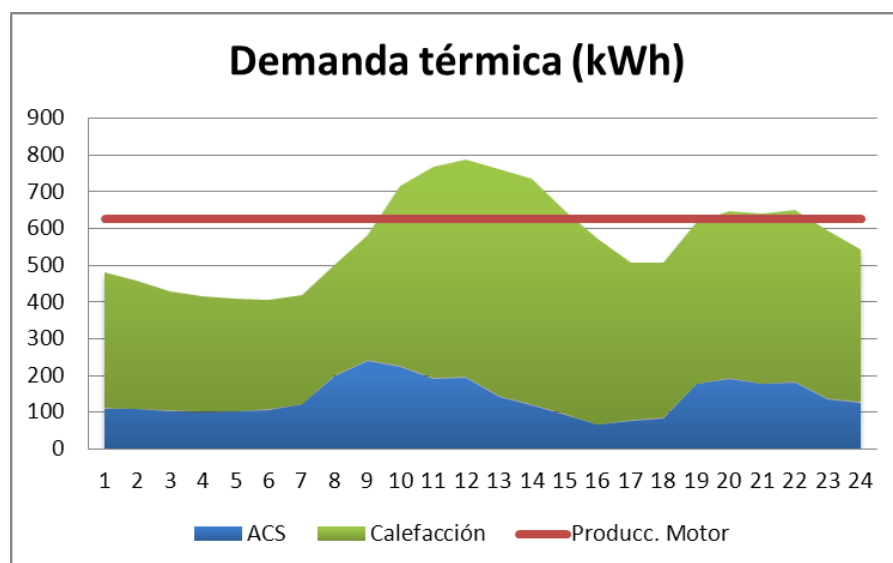




Cogeneración Febrero

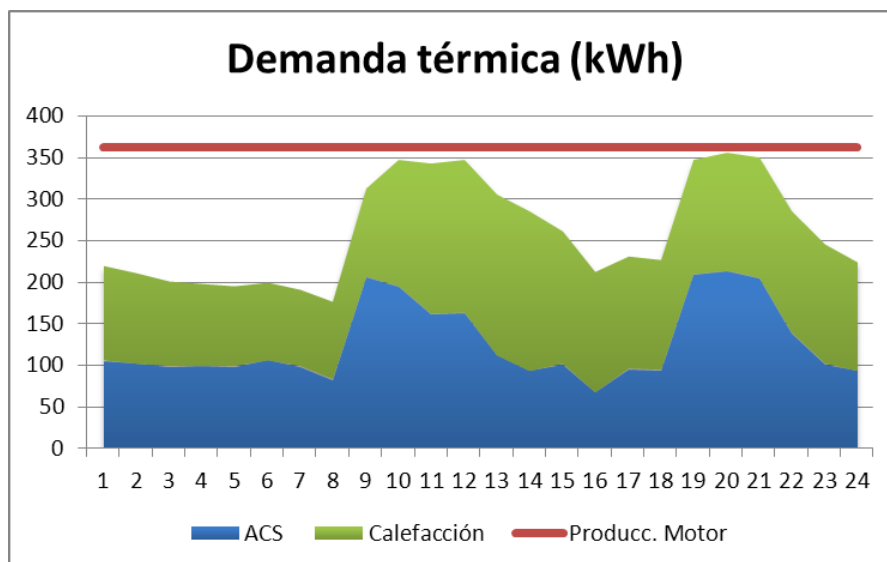


Cogeneración Marzo

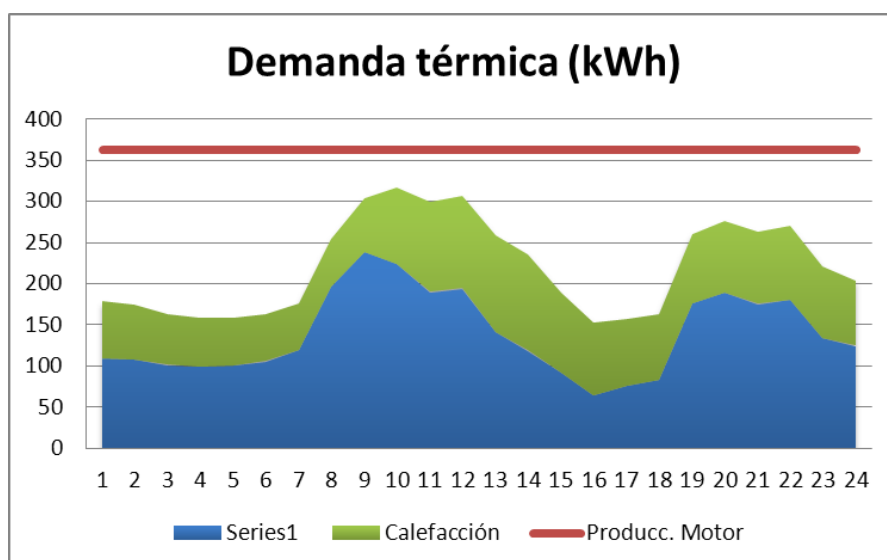


Cogeneración Abril

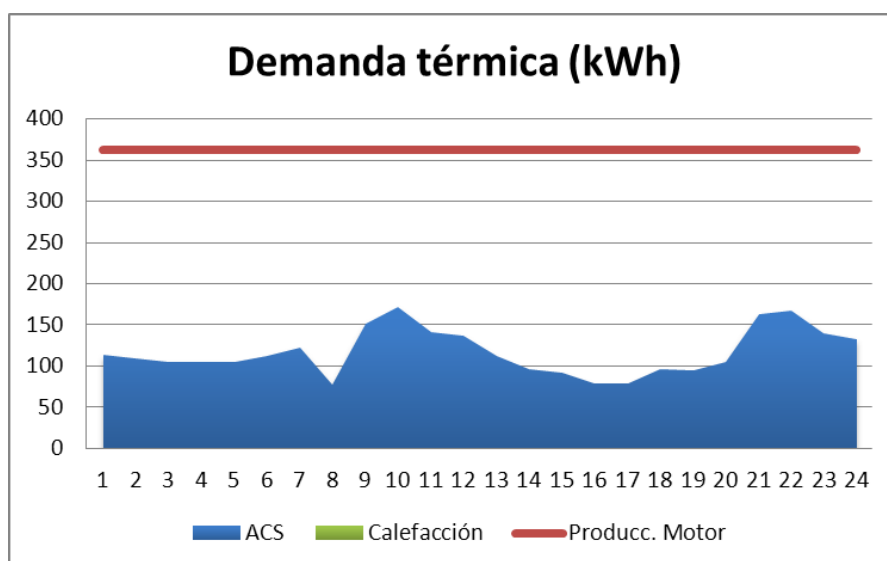




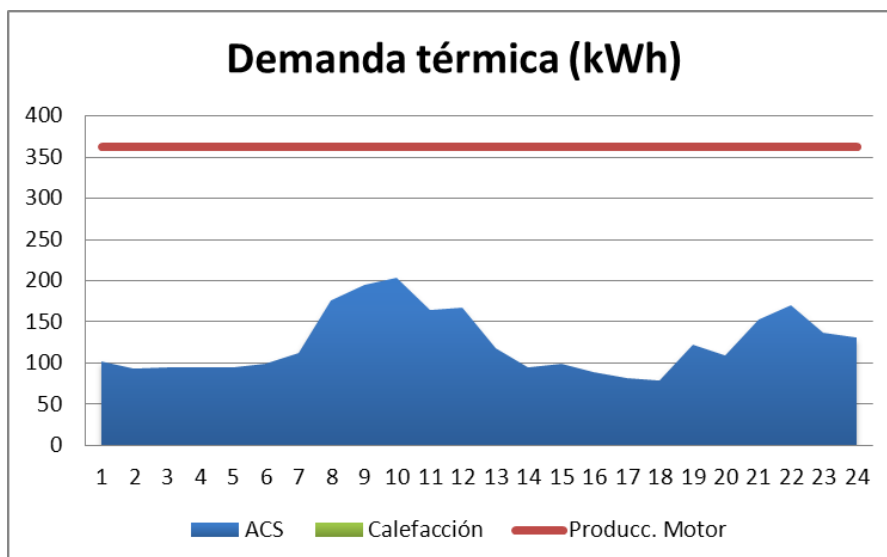
Cogeneración Mayo



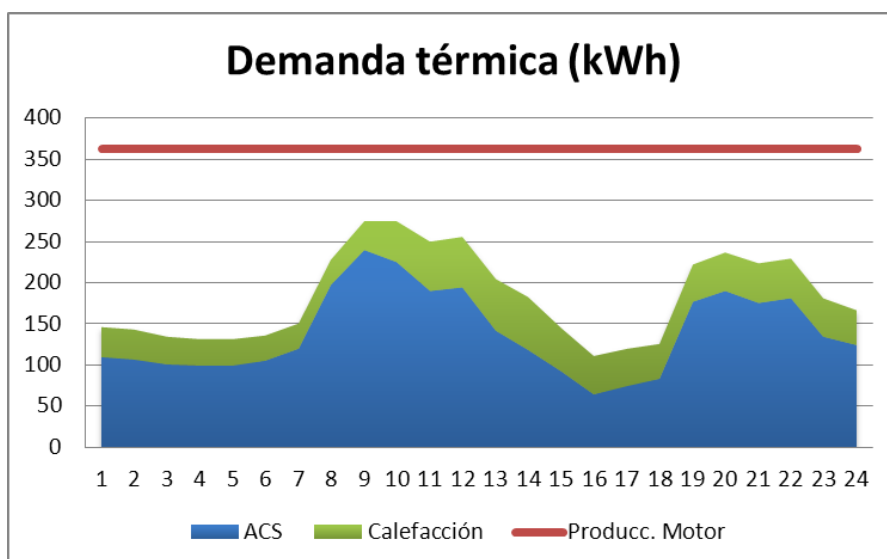
Cogeneración Junio



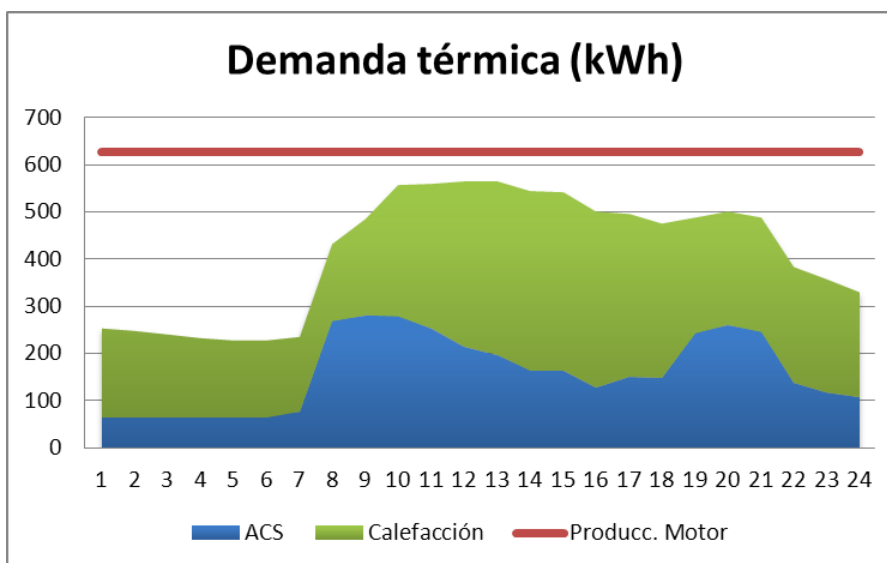
Cogeneración Julio



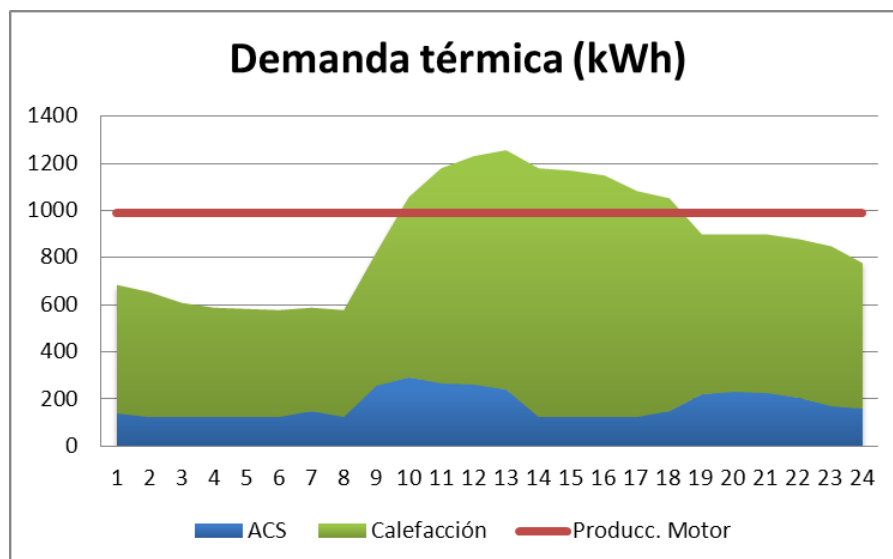
Cogeneración Agosto



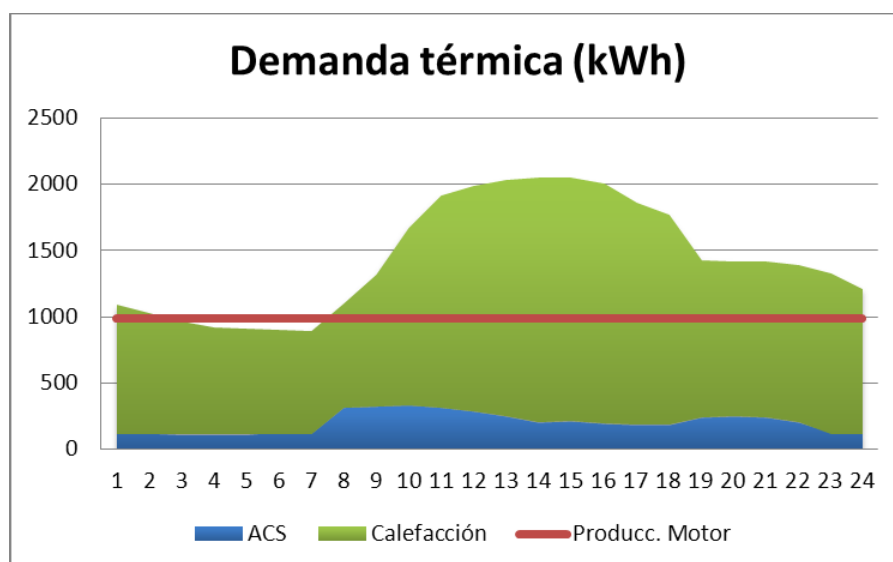
Cogeneración Septiembre



Cogeneración Octubre



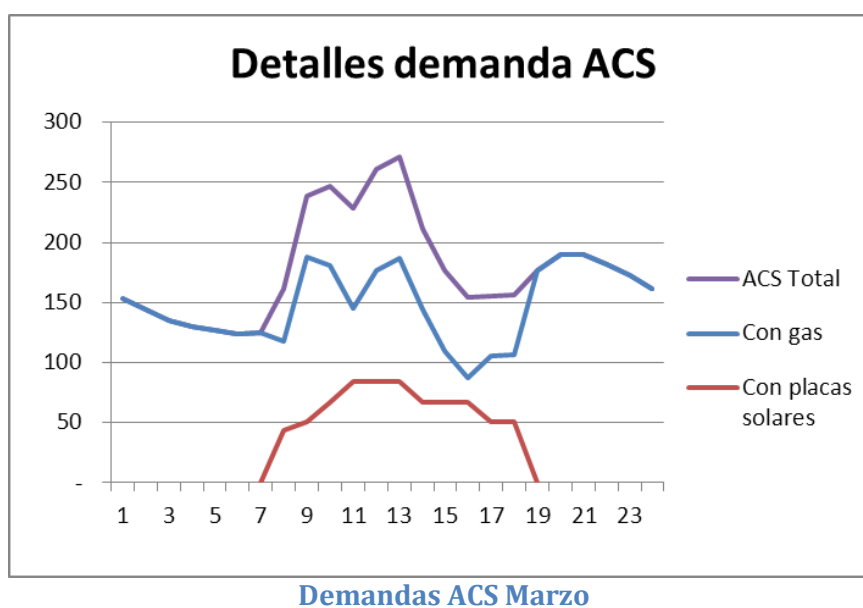
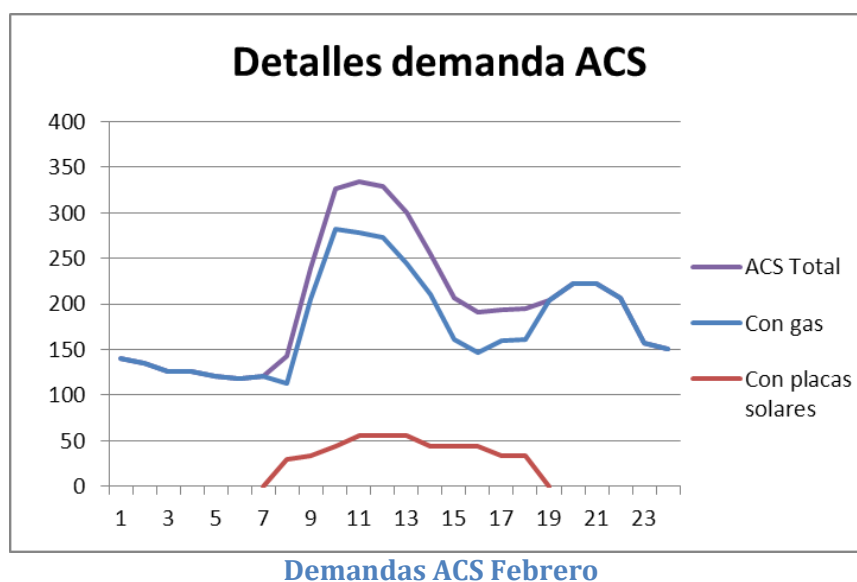
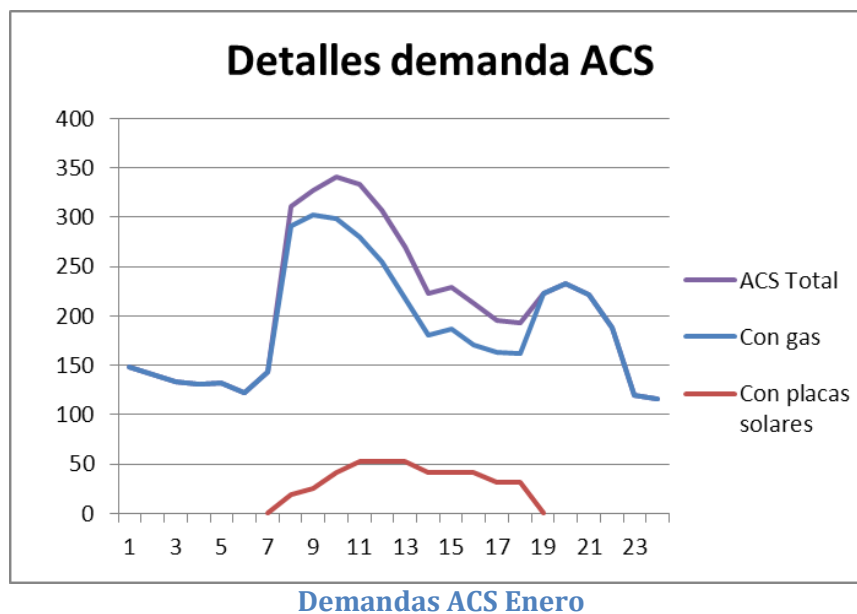
Cogeneración Noviembre

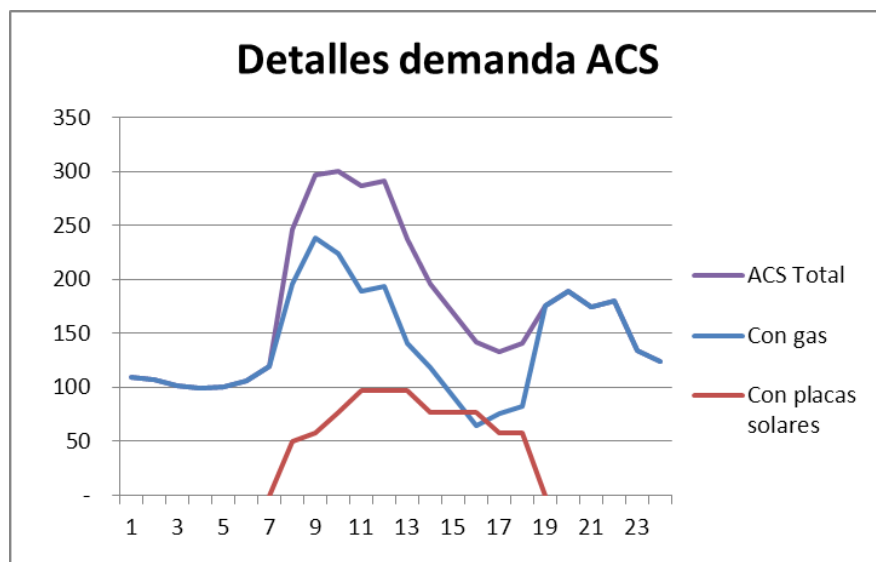


Cogeneración Diciembre

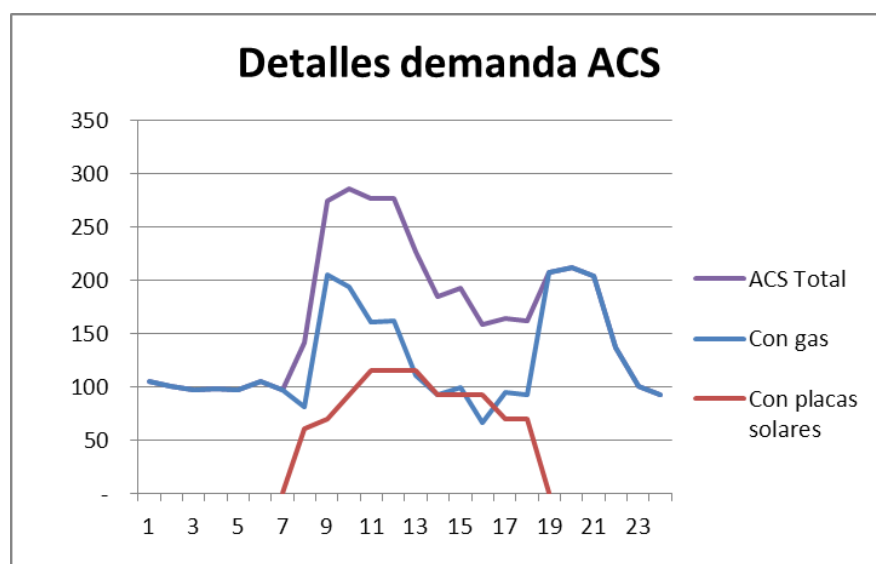
### 10.5 ANEXO 5: Curvas de producción de ACS de placas solares, con gas y total

Las siguientes curvas (en rojo) representan la parte proporcional de demanda de agua caliente sanitaria que producen las placas solares del total de ACS diario. Por tanto, las curvas en azul representan la diferencia (ACS total menos ACS placas solares) que ha de ser cubierto mediante la combustión de gas en las calderas.

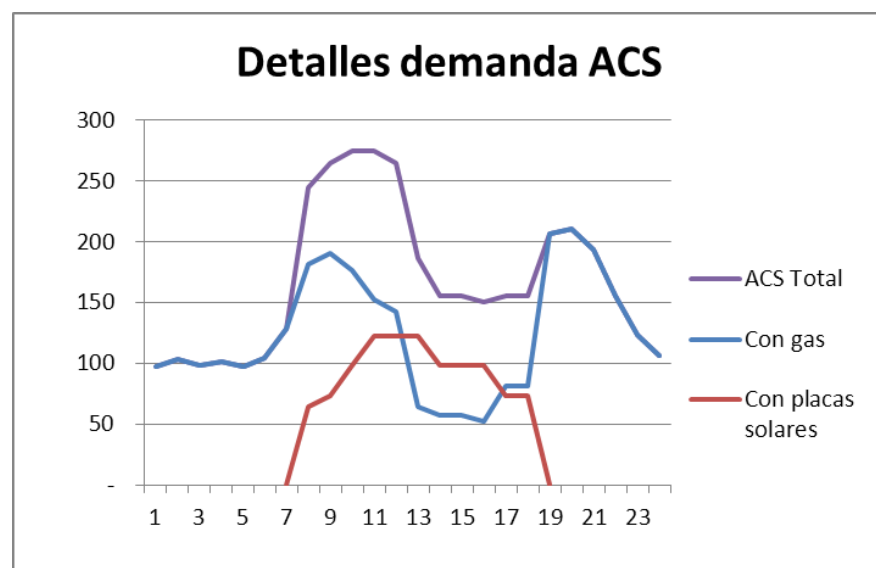




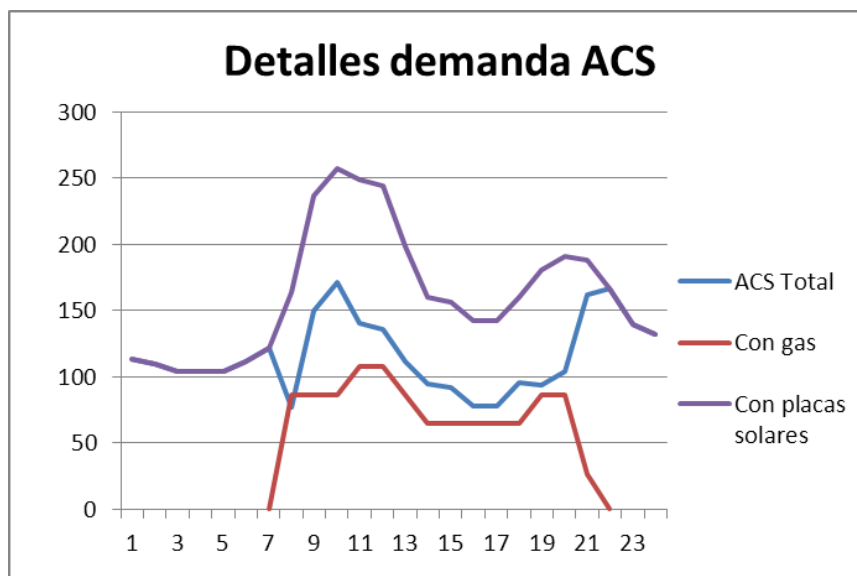
Demandas ACS Abril



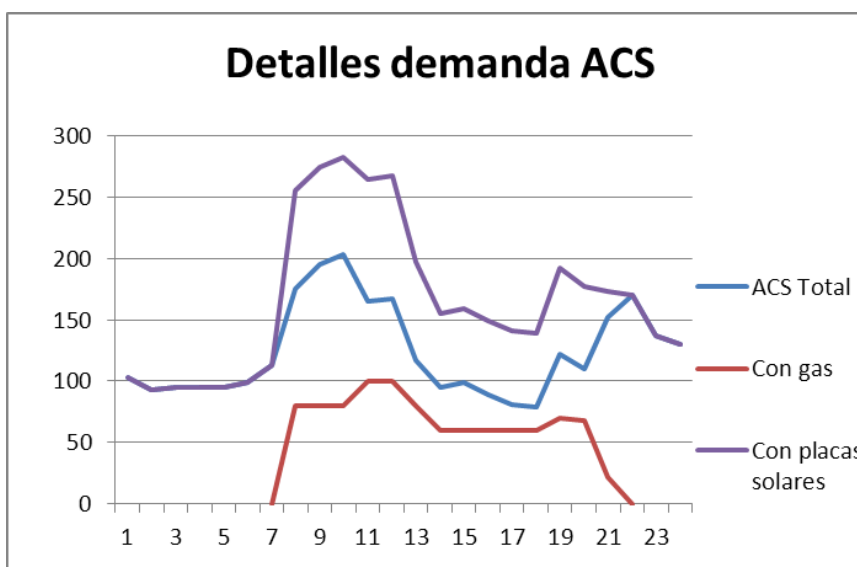
Demandas ACS Mayo



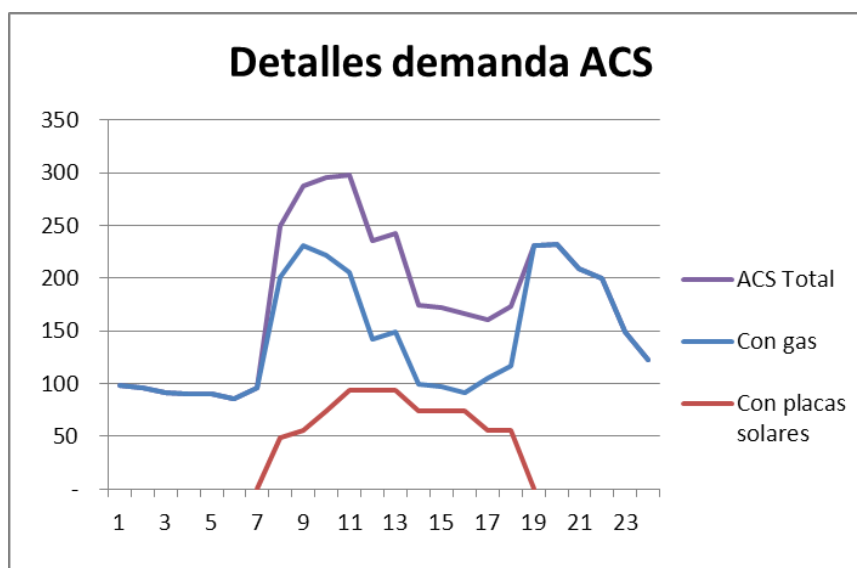
Demandas ACS Junio



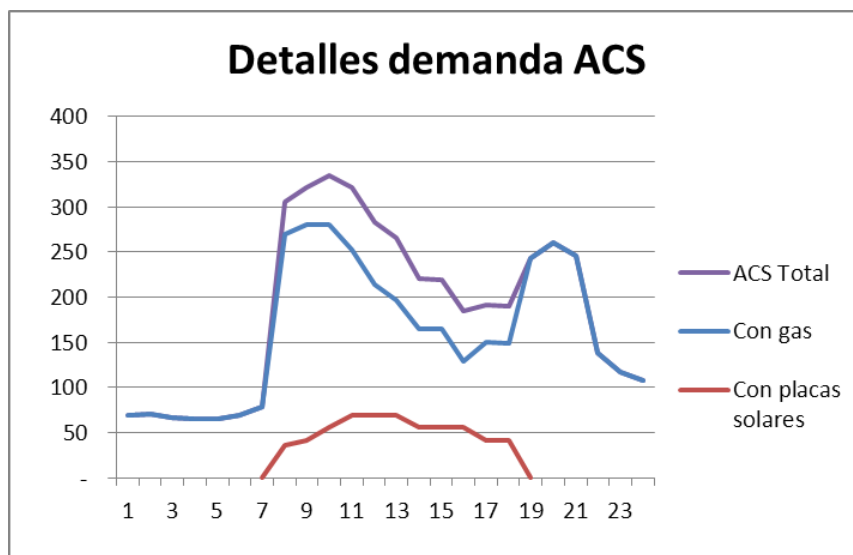
Demandas ACS Julio



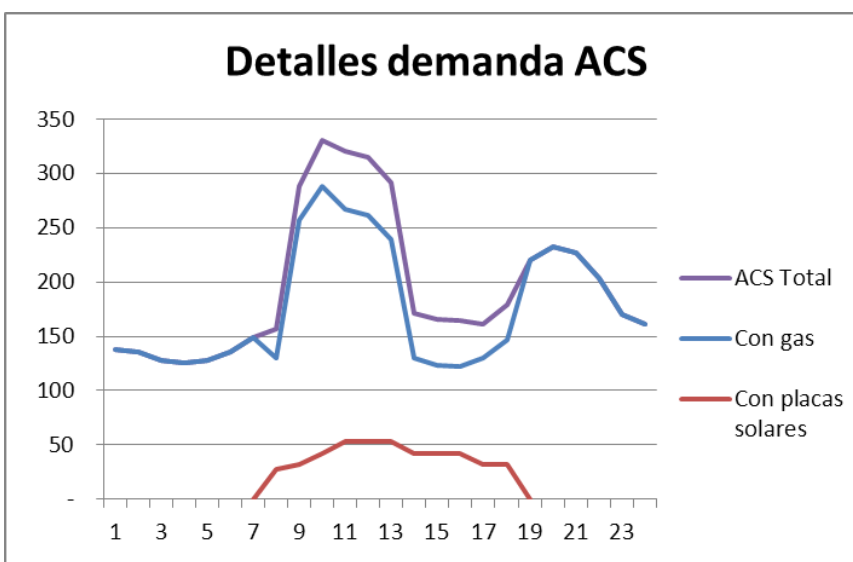
Demandas ACS Agosto



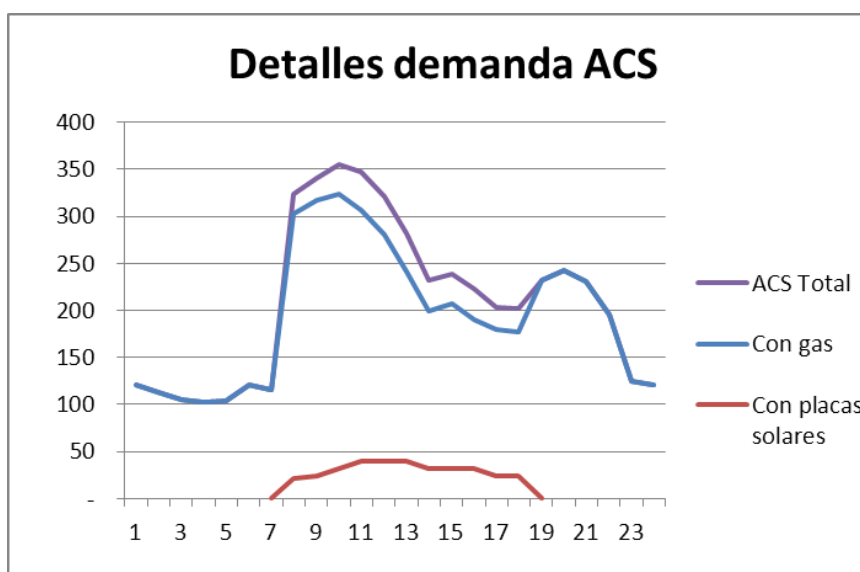
Demandas ACS Septiembre



Demandas ACS Octubre



Demandas ACS Noviembre



Demandas ACS Diciembre

## 10.6 ANEXO 6: Ficha catálogo fabricante del módulo motor

GE Energy  
Gas Engines

# Jenbacher type 4





The new 4B version



## an efficiency milestone

Based on the proven design concepts of types 3 and 6, the modern type 4 engines in the 800 to 1,500 kW power range are characterized by a high power density and outstanding efficiency. The optimized control and monitoring provides easy preventive maintenance and maximum reliability and availability.

## reference installations

model, plant	key technical data	description	
<b>J416 GS</b> Richard van Schie, Greenhouses Facility; Monster, The Netherlands	Fuel..... Natural gas Engine type..... 2 x JMS 416 GS-N Electrical output..... 2,260 kW Thermal output..... 2,806 kW Commissioning..... September 2004 (1 <sup>st</sup> engine), July 2007 (2 <sup>nd</sup> engine)	At this greenhouse facility, the Jenbacher cogeneration system provides power for artificial lighting, heating and CO <sub>2</sub> to increase the chrysanthemum production capabilities. The CO <sub>2</sub> produced from the engine's exhaust gas is used for the fertilization of the greenhouses, whereas the operator gains additional economic benefit due to the supply of the generated electricity to the local grid.	
<b>J420 GS</b> Landfill site Bootham Lane; Doncaster, UK	Fuel..... Landfill gas Engine type..... 2 x JGC 420 GS-L.L Electrical output..... 2,666 kW Commissioning..... May 2001 (1 <sup>st</sup> engine), December 2002 (2 <sup>nd</sup> engine)	At this site, the methane content of the landfill gas can drop as low as 35%. The fluctuations in the methane content can be handled easily by the Jenbacher engines due to the patented LEANOX* lean mixture combustion system. Thus these variations do not cause any reduction in the high output level of our power systems. The installation is operated by United Utilities Green Energy Limited.	
<b>J420 GS</b> Hospital; Padua, Italy	Fuel..... Natural gas Engine type..... 2 x JMS 420 GS-N.LC Electrical output..... 2,832 kW Thermal output..... 2,576 kW Commissioning..... February 2002 (1 <sup>st</sup> engine), October 2003 (2 <sup>nd</sup> engine)	Two Jenbacher cogeneration systems help the Padua hospital to control its energy costs by providing power and heat at high efficiency levels. The electrical efficiency of each engine is 42.3%.	
<b>J420 GS</b> Containerized solution Biogas plant SBR; Kogel, Germany	Fuel..... Biogas Engine type..... 1 x JMC 420 GS-B.L Electrical output..... 1,413 kW Thermal output..... 751 kW Steam production..... 1,037 kg/h at 3 bar or 698 kW output Commissioning..... October 2003	This biogas plant utilizes leftover food from hospitals, hotels and canteens as well as organic residual waste from the food industry for producing biogas that fuels our gas engine. The electricity generated is entirely fed into the public grid, and the exhaust gas from the engine is used for steam production. The steam serves for the pasteurization of the waste, which can then be used as sterilized fertilizer.	



GE imagination at work

\*Trademark of General Electric Company



## technical features

feature	description	advantages
<b>Heat recovery</b>	Flexible arrangement of heat exchanger, two stage oil plate heat exchanger on demand	- Maximum thermal efficiency, even at high and fluctuating return temperatures
<b>Gas dosing valve</b>	Electronically controlled gas dosing valve with high degree of control accuracy	- Very quick response time - Rapid adjustment of air/gas ratio - Large adjustable calorific value range
<b>Four-valve cylinder head</b>	Optimized swirl and channel geometry using advanced calculation and simulation methods (CFD)	- Minimized charge-exchange losses - Central spark-plug position resulting in optimal cooling and combustion conditions
<b>Crack connecting rod</b>	Applying a technology – tried and tested in the automotive industry – in our powerful stationary engines	- High dimensional stability and accuracy - Reduced connecting rod bearing wear - Easy to maintain

## technical data

Configuration	V 70°			Dimensions l x w x h (mm)
Bore (mm)	145			Generator set
Stroke (mm)	185			J412 GS
Displacement/cylinder (lit)	3.06			J416 GS
Speed (rpm)	1,800 / 1,200 (60 Hz) 1,500 (50 Hz)			J420 GS
Mean piston speed (m/s)	7.4 (1,200 rpm) 9.3 (1,500 rpm)			Cogeneration system
Scope of supply	Generator set, cogeneration system, generator set/cogeneration in container			J412 GS
Applicable gas types	Natural gas, flare gas, biogas, landfill gas, sewage gas, Special gases (e.g., coal mine gas, coke gas, wood gas, pyrolysis gas)			J416 GS
Engine type	J412 GS	J416 GS	J420 GS	J420 GS
No. of cylinders	12	16	20	Container
Total displacement (lit)	36.7	48.9	61.1	J412 GS
				J416 GS
				J420 GS
				Weights empty (kg)
				J412 GS
				J416 GS
				J420 GS
				Generator set
				Cogeneration system
				Container (generator set)
				Container (cogeneration)

## outputs and efficiencies

Natural gas		1,500 rpm   50 Hz					1,800 rpm   60 Hz					1,200 rpm   60 Hz				
NO <sub>x</sub> <	Type	Pel (kW) <sup>1)</sup>	η <sub>el</sub> (%)	Pth (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)	Pel (kW) <sup>1)</sup>	η <sub>el</sub> (%)	Pth (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)	Pel (kW) <sup>1)</sup>	η <sub>el</sub> (%)	Pth (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)
500 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	412	889	42.8	901	43.4	86.2	852	41.2	949	45.9	87.1	634	43.0	657	41.4	84.4
	416	1,189	43.0	1,201	43.4	86.3	1,132	41.1	1,265	45.9	87.0	850	43.3	813	41.4	84.6
	420	1,487	43.0	1,502	43.4	86.4	1,421	41.3	1,582	45.9	87.2	1,063	43.2	1,014	41.3	84.5
250 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	412	889	41.5	963	45.0	86.5	852	40.1	985	46.3	86.4	598	41.8	609	42.6	84.4
	416	1,189	41.6	1,283	44.9	86.6	1,132	39.9	1,312	46.3	86.2	802	42.0	813	42.6	84.6
	420	1,487	41.7	1,604	44.9	86.6	1,421	40.1	1,641	46.3	86.4	1,004	42.1	1,015	42.5	84.6
350 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	412	888	42.9	932	44.2	86.2										
	416	1,189	42.3	1,242	44.1	86.4										
	420	1,487	42.3	1,553	44.1	86.4										

Biogas		1,500 rpm   50 Hz					1,800 rpm   60 Hz				
NO <sub>x</sub> <	Type	Pel (kW) <sup>1)</sup>	η <sub>el</sub> (%)	Pth (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)	Pel (kW) <sup>1)</sup>	η <sub>el</sub> (%)	Pth (kW)	η <sub>th</sub> (%)	η <sub>tot</sub> (%)
500 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	412	889	42.0	883	41.7	83.8	852	40.1	918	43.2	83.4
	416	1,189	42.1	1,177	41.7	83.9	1,137	40.2	1,227	43.4	83.5
	420	1,487	42.2	1,472	41.7	83.9	1,421	40.2	1,530	43.2	83.4
250 mg/m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	412	889	41.6	895	41.9	83.5	852	39.2	949	43.7	82.9
	416	1,189	41.7	1,194	41.9	83.7	1,132	39.1	1,266	43.7	82.8
	420	1,487	41.8	1,493	41.9	83.7	1,421	39.3	1,581	43.7	82.9

1) Total heat output with a tolerance of +/- 8%, exhaust gas outlet temperature 120°C, for biogas exhaust gas outlet temperature 180°C  
All data according to full load and subject to technical development and modification.

GE Energy Jenbacher gas engines Austria (Headquarters) 6200 Jenbach T +43 5244 600-0 F +43 5244 600-527 jenbacher.info@ge.com www.gejenbacher.com